

**DEUTSCHER BUNDESTAG**  
Ausschuss für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit  
15. WP

Ausschussdrucksache 15(15)231\*

**Öffentliche Anhörung am 8. März 2004**

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD  
und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
- Drucksache 15/2327 -

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts  
der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG)

**Antworten auf den Fragenkatalog**

der Fraktionen SPD, CDU/CSU, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
und FDP

<b>Beiträge von</b>	<b>Seite</b>
Bundesverband BioEnergie (BBE)	2
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)	49

## **Antworten des Bundesverbandes BioEnergie (BBE)**

### Vorbemerkung:

Bei der Beantwortung der Fragen hat der Bundesverband BioEnergie (BBE) ausschließlich die spezifischen Bioenergiefragen der einzelnen Fraktionen beantwortet, d.h.:

SPD: Fragen 8 bis 21, 39

CDU/CSU: Fragen 33 bis 41

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Fragen 15 bis 20

FDP: Frage 38

Für die themenübergreifenden Fragen verweisen wir auf den beantworteten Fragenkatalog des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE).

Die Beantwortung der Fragen hat der Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) gemeinsam mit folgenden BBE-Mitgliedsverbänden erarbeitet und abgestimmt:

- Deutscher Bauernverband (DBV)
- Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA)
- Fachverband Biogas (FvB)
- Arbeitsgemeinschaft Deutscher Waldbesitzerverbände (AGDW)

## Fragen der Fraktion der SPD

1. Welche Auswirkungen wird die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage für die Ausweisung von Eignungsflächen haben und welche Zubauentwicklung lässt sich daraus ableiten?

**Antwort:**

2. Welche Lenkungswirkung erwarten Sie von der Einführung des Mindestnutzungsgrades auf die Anlageneffizienz und die Entwicklung der durchschnittlichen Jahresvollaststunden pro Neuanlage?

**Antwort:**

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvollaststunden und Regelenergieaufwand?

**Antwort:**

4. Welche Lenkungswirkungen sind von den Differenzierungen bei der Vergütung von Offshore-Windkraft zu erwarten?

**Antwort:**

5. Sind die planungs- und genehmigungsrechtlichen Abläufe geeignet, die Ausbauziele für Offshore-Windkraft zu unterstützen?

**Antwort:**

6. Sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, vor Abschluss der Errichtung eines Offshore-Windparks die notwendigen Anschluss- und Verstärkungsmaßnahmen und –investitionen durchzuführen?

**Antwort:**

7. Welche Folgen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres bzw. welche Folgen hätte die Verschiebung des Einsetzens der Degression jeweils zum 1. Juli für die Windenergiebranche?

**Antwort:**

8. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der Neuregelung, dass erstmalig aus dem Gasnetz entnommenes Biogas entsprechend seiner Einspeisung als „Erneuerbare Energie“ definiert wird und wie ist sichergestellt, dass Ein- und Ausspeisung rechtssicher bzw. zertifiziert werden, um Missbrauch zu vermeiden?

**Antwort:**

Solange die technischen Einspeisebedingungen für Biogas nicht geklärt sind, dürfte die vorliegende gesetzliche Regelung ohne Auswirkungen bleiben.

Grundsätzlich ist es aber sehr zu begrüßen, dass mit dieser Regelung das vorhandene Gasnetz theoretisch als Transportsystem für die erneuerbare Energie "Biogas" zur Verfügung gestellt werden soll. Eine tatsächliche Durchleitung wird dadurch noch lange nicht ermöglicht.

**§ 3 Absatz 1:** Der Satz 2 „Aus einem **Gasnetz entnommenes Gas** gilt als erneuerbare Energie soweit die Menge des entnommenen Gases der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeisten Gas aus erneuerbaren Energien entspricht“ ist aus der Sicht des BBE im Zusammenhang mit dem Vergütungsanspruch des EEG unter Umständen irreführend. Mit der Formulierung soll geregelt werden, dass das eingespeiste Biogas im Gasnetz transportiert werden kann, eine Regelung für die Kostenübernahme für diesen Transport bzw. den Handel mit dem Energieträger Gas fehlte bisher jedoch. Durch diese Begriffsdefinition werden Erwartungen und Hoffnungen geweckt, die wegen

- des Ausschließlichkeitsanspruches des EEG,
  - des fehlenden Vorranges für Biogas am Gasnetz mit Anschlusspflicht, Gasabnahmepflicht, Vergütungspflicht und Kostenumlage,
  - der fehlenden Rahmenbedingungen im EnWG,
  - der fehlenden Regulierungsrichtlinie bei Erdgas,
  - der langfristigen Erdgaslieferverträge mit Ausschlussklauseln, und der
  - nicht gedeckten Kosten der Gasaufbereitung, der Gashändler, der Gasnetznutzung, der Konzessionsgebühren
- noch nicht umsetzbar sind.

Für die Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung von Biogas entstehen also erhebliche zusätzliche Kosten, die anders als bei der Einspeisung des Stroms nicht durch eine Umlage finanziert werden können. Eine Finanzierung dieser Kosten durch einen etwaigen zusätzlichen Erlös aus dem Verkauf von Wärme ist nicht möglich. Aus der Sicht des BBE wird die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz mit der Aufnahme der Möglichkeit der „Gasdurchleitung“ in das EEG nicht substantziell gefördert. Hierzu wäre vielmehr die Klärung der rechtlichen Rahmenbedingungen (s.o.) und eine an den tatsächlichen Kosten orientierte Vergütung für das eingespeiste Biogas notwendig. Eine solche Regelung müsste jedoch in einem eigenen Gesetz zur Einspeisung von Biogas in bestehende Erdgasnetze geregelt werden. Da ein solches Gesetz mit kostendeckenden Vergütungen in Anlehnung an das EEG momentan nicht zu erwarten ist, wird die hier vorgesehene Regelung als Willensbekundung zur Initiierung von Pilotprojekten zur Gasnetzeinspeisung, "Durchleitung" und Konversion und Verbrauch bei Endkunden verstanden. Projekte mit begleitenden Studien müssen hier rasch angegangen werden.

In diesem Zusammenhang erkennt der BBE im Förderinstrument des Innovationsbonus (§8 Absatz 3) eine gute Möglichkeit zur ersten Verbreitung der Technologien zur Aufbereitung auf Erdgasqualität.

Bei der Biogasaufbereitung und Verwendung des Gases in Erdgasqualität in welcher Form auch immer

ist jeder Missbrauch ausgeschlossen. Messung und Verkauf erfolgen nach Eichgesetz, Eichordnung und einschlägigen DVGW-Arbeitsblättern (wie z.B. G 260, G 262, G 685).

Eine mögliche Durchleitung von Biogas im Erdgasnetz hätte auch unter ökologischen und Effizienzgesichtspunkten gleich mehrere Vorteile und würde zukünftige Entwicklungen wesentlich unterstützen:

- Das Erdgasnetz ist ein bereits vorhandenes und etabliertes Energietransportsystem. Dessen Nutzung zur Durchleitung von Biogas würde folglich ein neues Netz erübrigen. Dies spart Zeit, Kosten und Umwelteingriffe.
- Das Biogas könnte aus mehreren Biogasanlagen zu einem zentralen Blockheizkraftwerk transportiert und dort mit einem höheren Wirkungsgrad möglicherweise unter Nutzung der Wärme Verstromt werden.

- Die Durchleitung zu Endverbrauchern (z.B. Haushalten), die ihre Wärmebereitstellung auf erneuerbare Basis stellen wollen, wäre denkbar.
- Perspektivisch könnte das Biogas zu Tankstellen geleitet werden, die alternativ zum Erdgas das CO<sub>2</sub>-neutrale Biogas anbieten könnten.
- Perspektivisch könnte das Biogas zu Unternehmen durchgeleitet werden, die aus dem Biogas flüssige Kraftstoffe für den Fahrzeugbetrieb produzieren oder aber das Biomethan alternativ zum Erdgas zum Betrieb von Brennstoffzellen bereitstellen.

9. Welche Auswirkung hat die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für die Stromgestehungskosten und Gesamtkostenrechnung von Biomasseanlagen?

**Antwort:**

Die grundsätzlich im EEG-Gesetzesentwurf zu begrüßenden Verbesserungen für die Bioenergie durch die neue Vergütungsstufe sowie den Brennstoff- und Innovationsbonus in ihrer Grundausrichtung werden durch die Steigerung der Degressionsrate von 1 % auf 2 % und vor allem durch die einseitige und nicht nachvollziehbare Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre teilweise mehr als überkompensiert. Für Referenzanlagen von 500 kW und 5 MW ergibt sich so z.B. selbst mit Einbezug des Brennstoffbonus durch die Förderzeitverkürzung um 5 Jahre in der Gesamtvergütung der Anlagen über den gesamten Förderzeitraum eine Schlechterstellung gegenüber der bisherigen EEG-Regelung. Für eine 20 MW-Referenzanlage ergibt sich selbst mit Brennstoff- und Innovationsbonus eine Schlechterstellung gegenüber der bisherigen Regelung. Eine 150 kW-Referenzanlage (Biogas) würde zwar mit dem Brennstoffbonus gegenüber dem bisherigen Status-Quo bessergestellt, diese Besserstellung wird in der Höhe aber keinesfalls ausreichend sein, um eine kostendeckende Produktion und Nutzung der durch den Brennstoffbonus bevorzugten Biomassen zu gewährleisten. Daher ist unbedingt eine Wiederherstellung des Förderzeitraumes für Bioenergieanlagen auf 20 Jahre und des Degressionsssatzes für Neuanlagen von 1 % erforderlich.

Bioenergieanlagen haben einen vergleichsweise hohen Anteil von Stahl- bzw. Betonbau in den Baukosten. Daraus ergibt sich, anders als im klassischen Anlagenbau, in der Regel eine technische Lebensdauer von deutlich über 15 Jahren. Entsprechend sind auch die Finanzierungs- und Abschreibungszeiträume, die den Gesamtkostenrechnungen zugrunde liegen, länger. Eine Verkürzung des Förderzeitraumes kann deshalb eine Verminderung der Rendite um 3-8 Prozentpunkte bewirken und den Bau der betroffenen Anlagen verhindern.

Die Kreditlaufzeit beträgt bei großen Anlagen bereits bis zu 15 Jahre (bei kleinen Anlagen entsprechend länger). Bei einer Förderung von lediglich 15 Jahren gehen die bankseitig notwendigen Projektreserven auf der Zeitachse verloren; die Finanzierbarkeit wird nahezu unmöglich. Gerade bei land- und forstwirtschaftlichen Betrieben mit knappen Kapitalressourcen spielt dies eine große Rolle. Im übrigen steht diese Regelung auch im Widerspruch zu bundeseigenen Förderprogramme (z.B. der Kreditanstalt für Wiederaufbau), die Finanzierungen mit einer Laufzeit von bis zu 20 Jahren anbieten.

Neu (z.B. in 2005) in Betrieb genommene Anlagen stehen ab dem 16. Betriebsjahr bis zu 4 Jahre im Wettbewerb um Biomasse und werden dann im Vergleich zu älteren Anlagen einen schlechteren Preis für Biomasse zahlen, was einen gravierenden Wettbewerbsnachteil darstellt.

10. Halten Sie die Begrenzung der erhöhten Mindestvergütung nach § 8 (2) und (3) auf Anlagen bis 5 MW für sachlich begründet? Ist sie insbesondere bei Anlagen mit Kraft-Wärme- Kopplung gerechtfertigt?

**Antwort:**

Der Bundesverband BioEnergie (BBE) hält die Begrenzung der erhöhten Mindestvergütung nach § 8 (2) und (3) auf Bioenergieanlagen bis 5 MW für sachlich nicht begründet und fordert daher eine Ausweitung dieser Mindestvergütungen für alle Bioenergieanlagengrößen bis 20 MW. Der BBE begrüßt in diesem Zusammenhang aber ausdrücklich, dass die erhöhten Mindestvergütungen nach § 8 (2) und (3) bei Anlagen größer 5 MW zumindest anteilig für die Leistung bis 5 MW gezahlt werden.

Insbesondere die bisherige im Gesetzesentwurf enthaltene Beschränkung des Brennstoffbonus auf Biogasanlagen bis 500 kW ist inakzeptabel und unbedingt auszuweiten. Größere landwirtschaftliche Gemeinschaftsanlagen würden ansonsten von dem Brennstoff- und Innovationsbonus ausgeschlossen. Aus der Sicht des BBE-Mitgliedsverbandes, dem Fachverband Biogas e.V., wäre hier eine Größenbegrenzung der Anlagengröße für Biogasanlagen auf 2 MW sinnvoll, Biogasanlagen größer 2 MW können dann die erhöhten Mindestvergütungen nach § 8 (2) und (3) anteilig für die Leistung bis 2 MW erhalten.

Das EEG ist ein wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Leistungsgrenzen wie in § 8 Abs. 2 und Abs. 3 reduzieren insgesamt die Wirkung des Instruments. Angesichts der Bedeutung und der Limitierungen der Beschaffungslogistik für die benötigten Brennstoffe ist eine zusätzliche Begrenzung bei der festen Biomasse nicht erforderlich. Auch technisch ist keine Begründung für eine Begrenzung auf 5 MW ersichtlich. Im Gegenteil, für die hier insbesondere relevanten Anlagen zur Nutzung fester Biomasse steigen die Wirkungsgrade mit größerer Leistung deutlich an. Dies findet zum Beispiel seinen Niederschlag in höheren Wirkungsgradvorgaben in der Biomasseverordnung.

Die bisherige Begrenzung der Bonusvergütungen auf Anlagen bis 5 MW ist insbesondere bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung nicht zu rechtfertigen und stellt ein ungewünschtes Markt Hindernis dar. Anlagengrößen im unteren und mittleren Leistungsbe- reich (auch über 5 MW) sind für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) hervorragend geeignet und können somit ökonomische Anreize für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen setzen. Auch Anlagen größer 5 MW sollten daher von dem ökonomischen Anreiz des KWK-Bonus profitieren können. Eine zusätzliche Begrenzung würde ökonomisch und ökologisch sinnvolle Einsatzfälle begrenzen.

Der Innovationsbonus und KWK-Bonus sind darüber hinaus ebenso wie der Brennstoffbonus auch für Altanlagen zu gewähren, um innovative Pionierunternehmen nicht zu benachteiligen. Die Beschaffungskosten für nachwachsende Rohstoffe sind für Alt- und Neuanlagen gleich hoch!

11. Halten Sie die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) für hinreichend, um das vorhandene Potential an Biomasse im Sinne des Gesetzes zu aktivieren?

**Antwort:**

Nein, keinesfalls.

Der Brennstoffbonus ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ist die Höhe des Brennstoffbonus noch nicht ausreichend für die kostendeckende Nutzung und Erschließung der bisher ungenutzten, großen Marktpotenziale von Energiepflanzen und Waldholz und muss daher sowohl für feste Biomasseanlagen als auch für Biogasanlagen deutlich nachgebessert werden.

Zudem fordert der BBE zur Vereinfachung und Verringerung des Regelaufwandes des EEG und zur Reduzierung der EEG-Folgekosten das vorgesehene Ausschließlichkeitsprinzip des Brennstoffbonus nach § 8 (2) für feste Biomassen aufzuheben. Die vorgesehene Regelung ist ein neues Hemmnis und als dieses wettbewerbsverzerrend, praxisfremd, kostentreibend und zusätzliche Transportemissionen verursachend. Nach Abschätzungen des BBE-Mitgliedsunternehmens, der MVV Energie AG, können mit dieser Vereinfachung für nachwachsende Biomassen EEG-Kosten mittelfristig von bis zu 100 Mio. € pro Jahr vermieden werden.

Bezüglich der Definition des Brennstoffbonus fordert der BBE eine Präzisierung und Ausweitung des Brennstoffbonus in § 8 (2) wie folgt:

Die Mindestvergütung nach Abs. 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils ... Cent pro Kilowattstunde (zur konkreten Höhe des Brennstoffbonus für feste Biomasse und Biogas s. weiter unten), wenn

1. der Strom

a) aus Pflanzen ...

b) Gülle ...

c) Bioabfällen pflanzlicher Herkunft, die aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieben stammen. Als Bioabfälle aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieb stammend, gelten auch Bioabfälle pflanzlicher Herkunft, die bei der gemeinschaftlichen Verarbeitung in landwirtschaftlichen Erzeugerzusammenschlüssen anfallen und anteilig durch die einzelnen Erzeuger zurückgenommen werden.

d) aus Mischungen der Stoffgruppen a) bis c) gewonnen wird,

Eine ökonomisch attraktive Einspeisevergütung für feste Biomasseanlagen und für Biogasanlagen über den Brennstoffbonus ist zudem notwendig, da die beschränkten Mittel des Marktanzreizprogrammes zur Förderung erneuerbarer Energien (MAP) den politischen Zielvorgaben für einen adäquaten Marktausbau der Bioenergie im Strommarkt nicht gewährleisten können. Wirklich attraktive Einspeisevergütungen für Biogas im Strombereich würden es jedoch ermöglichen, auf Investitionszuschüsse durch das MAP in diesem Marktsegment sukzessive zu verzichten und die dadurch freiwerdenden Mittel im MAP zielgerichtet für die Förderung der Bioenergie im Wärmemarkt einzusetzen.

Insgesamt ist bei der Ausgestaltung des Brennstoffbonus zur Gewährleistung einer kostengerechten Vergütung und zur Vermeidung von Unter- und Überförderungsstatbeständen eine differenzierte Vergütungsregelung für Biogas und feste Biomasse unbedingt notwendig, weil die Anforderungen für beide Bereiche sowohl nach Höhe des Bonus wie auch nach Staffelung nach Anlagengröße sehr unterschiedlich sind. Eine zielgenaue Festsetzung ist nur bei getrennter Festlegung für beide Bereiche wie folgt möglich.

### **a.) Feste Biomasse:**

Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Die Befristung der Biomasseverordnung verhindert eine längerfristige Perspektive und damit eine kontinuierliche Technologieentwicklung. Sie ist baldmöglichst aufzuheben. Auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen und angesichts begrenzter Altholzverfügbarkeit ist kein "ungebremster" Zubau zu erwarten.

Der BBE fordert daher für die Energiegewinnung aus fester Biomasse

- eine deutliche Erhöhung des Brennstoffbonus nach folgender Staffelung: für Anlagen bis 2 MW + 8 Cent/kWh und für Anlagen bis 5 MW + 6 Cent/kWh; darüber hinaus für Anlagen bis 10 MW + 4 Cent/kWh und für Anlagen bis 20 MW + 2 Cent/kWh. Die Mobilisierung der immensen, bisher ungenutzten Waldholzpotenziale für die Stromgewinnung aus Biomasse erfordert eine andere Kostenstruktur in der Vergütungsregelung als die bisher in Biomassekraftwerken eingesetzten, mittlerweile aber mengenmäßig ausgeschöpften Altholzpotenziale. Nur mit einer Erhöhung des Brennstoffbonus in genannten Höhen können tatsächliche ökonomische Anreize zur Mobilisierung dieser ungenutzten Waldholzpotenziale (20 Mio. Festmeter pro Jahr an nachwachsender, ungenutzter und nicht nachgefragter Biomasse) gesetzt werden. Ein erhöhter Brennstoffbonus im unteren und im mittleren Leistungsbereich ist auch deshalb zu rechtfertigen, da diese Anlagengrößen für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) geeignet sind und somit ökonomische Anreize für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesetzt werden.
- dass der Brennstoffbonus für die feste Biomasse bei Einsatz von Mischfraktionen für die in § 8 (2) genannten Biomassen anteilig nach den eingesetzten Brennstoffmengen bezogen auf die Brennstoffwärmeleistung gewährt wird.

Mit der vorgeschlagenen Änderung vereinfacht sich die Handhabung des neuen EEG in Bezug auf die Nutzung naturbelassener Biomasse (insbesondere Waldholz) erheblich, da Kraftwerke, die ausschließlich und einzig nachwachsende Rohstoffe einsetzen, vermieden werden. In Folge dessen können immer alle regional verfügbaren Biomassen in Biomassekraftwerken eingesetzt werden und damit allen Nutzern offen stehen, was sonst nicht der Fall ist.

Die Nachweisfähigkeit für den Anteil naturbelassener Biomassen ist vollumfänglich gegeben: Jeder Betreiber eines Biomassekraftwerks - kleine wie große Anlagen - erhält i.d.R. die Biomasse von verschiedenen Vorlieferanten. Grundsätzlich alle Lieferungen werden buchungstechnisch (Lieferscheine, Wiegescheine, Brennstoffbuch) erfasst. Einerseits schreiben dies die Genehmigungsaufgaben vor, andererseits ist dies aus abrechnungstechnischen Gründen zwingend notwendig. Diese Aufzeichnungen können zudem jährlich einem Wirtschaftsprüfer zum Testat und anschließend dem regionalen Verbundnetzbetreiber zur Abrechnung der eingespeisten Strommenge vorgelegt werden. Im übrigen legen wird in den Biomassekraftwerken täglich eine Brennstoffprobe zurückgelegt, um später ggf. den Nachweis gegenüber dem Lieferanten auf Fehllieferung führen zu können. Auch diese kann zum Brennstoffnachweis genutzt werden.



## **b.) Biogas:**

Der BBE fordert für Biogas eine deutliche Erhöhung des Brennstoffbonus von derzeit 2,5 Cent/kWh auf 6 Cent/kWh auch für Anlagen größer 500 kW bis 2 MW (s. a. Frage 10) . Mit dem Anbau von Energiepflanzen kann ein völlig neuer Markt mit riesigen Potenzialen für die Biogasnutzung erschlossen werden, dafür ist eine produktionskostendeckende Vergütungsstruktur in genannter Höhe jedoch zwingende Voraussetzung. Die Bonusvergütung für nachwachsende Rohstoffe steht in der vorgeschlagenen Höhe von 2,5 Cent je Kilowattstunde in keiner Relation zu den Mehrkosten für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen. Es muss hier klar hervorgehoben werden, dass nicht etwa eine einfache Anhebung der bestehenden Vergütung gefordert wird, sondern mit dem Energiepflanzenbonus erstmals eine kostendeckende Vergütung für die Ausschöpfung des bisher kaum genutzten Potentials der naturbelassenen bzw. gezielt zur energetischen Verwertung angebauten Biomasse gefordert wird. Sollte der Bonus für Energiepflanzen in der bisher vorgesehen Größenordnung von 2,5 Cent nicht erhöht werden, ist nicht mit einem substantiellen Ausbau der Nutzung von Energiepflanzen im Biogasbereich zu rechnen.

Die tatsächlichen Kosten für Anbau, Pflege, Ernte, Aufbereitung und Einsatz der rein landwirtschaftlichen Einsatzstoffe betragen, und dies ist in den einschlägigen Studien belegt, je nach Anlagengröße 6 - 8 Cent pro Kilowattstunde. Die im EEG-Gesetzesentwurf vorgeschlagenen 2,5 Cent/kWh resultieren aus einem Gutachten des Instituts für Energetik und Umwelt, Leipzig, das von einer marktfernen Annahme im Bereich der Tierbestände in den Betrieben ausgeht.

In diesem Gutachten wird zwar ebenso wie bei anderen Gutachten von Erzeugungskosten von 6-8 Cent/kWh der Energiepflanzen ausgegangen – es bestätigt also die Berechnungsansätze des BBE und auch aller anderen Gutachten zu diesem Thema. Allerdings wird fälschlicherweise ein Mischungsverhältnis der Einsatzstoffe Gülle und Energiepflanzen angenommen, das für Herstellung von Biogas in der Praxis nicht zutrifft. Dieses Mischungsverhältnis ist jedoch für die Landwirtschaftsstrukturentwicklung und dem entsprechenden Viehbesatz nicht repräsentativ. Zum Beispiel müsste ein Betrieb mit 100 kW Leistung laut Gutachten ca. 500 Stück Rindvieh halten um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Betriebe dieser Größenordnung sind in vielen Regionen Deutschlands kaum vorhanden.

Von daher wird der Energiepflanzenanteil in Biogasanlagen zukünftig weitaus höher sein und damit auch die notwendigen Produktionsmehrkosten (für Anbau, Pflege, Ernte, Aufbereitung und Nutzung) für den Energiepflanzenanbau (6 Ct/kWh). Die Notwendigkeit eines deutlich höheren Brennstoffbonus als die bisher geltenden 2,5 Ct/kWh wird durch andere Marktstudien (z.B. Fichtner-Gutachten) untermauert. Die Gewährung eines Brennstoffbonus für Biogasanlagen in genannten Höhen lässt sich auch durch die klima- und umweltrelevanten Zusatznutzen der Biogasnutzung rechtfertigen: die besonders klimarelevanten Methanemissionen werden durch die Vergärung der Gülle in Biogasanlagen erheblich reduziert, zudem lassen sich land- und forstwirtschaftliche Stoffkreisläufe durch die Nutzung der Gärsubstrate aus Biogasanlagen als Düngemittel in idealer Weise schließen.

Das Ausschließlichkeitsprinzip des Brennstoffbonus nach § 8 (2) sollte für Biogasanlagen aus Praktikabilitätsgründen weiterhin gelten.

12. Wie beurteilen Sie den Ansatz, anstelle eines technologiebezogenen Bonus in Höhe von 1 € cent/kWh einen technikneutralen und ausschließlich auf die Energieeffizienz bezogenen Bonus einzuführen, um eine möglichst effiziente Biomassenutzung anzureizen?

**Antwort:**

Ein solcher Vorschlag ist zwar aus Effizienzgesichtspunkten verständlich, steht jedoch im Widerspruch zur Zielsetzung Innovationsanreize zu liefern und technologische Neuentwicklungen anzuregen. So befinden sich die in der Liste genannten Technologien in sehr unterschiedlichen Entwicklungsphasen. Weiterhin gibt es aufgrund des breiten Spektrums an möglichen biogenen Einsatzstoffen sehr unterschiedliche Anforderungen an die Umwandlungstechnologien. So sind Technologien die im Biogasbereich eingesetzt werden, in der Regel nicht für den Einsatz bei fester Biomasse geeignet und umgekehrt. Letztendlich gibt es darüber hinaus aufgrund thermodynamischer Gesetze eine sehr starke Effizienzabhängigkeit von der Größe der Anlage. Der pauschale Ansatz ist daher kritisch zu bewerten.

Der BBE begrüßt ausdrücklich den in § 8 (3) eingeführten KWK-Bonus. Der KWK-Bonus sollte aus Sicht des BBE jedoch additiv zu dem Innovationsbonus gewährt werden, da Anlagengrößen im unteren und mittleren Leistungsbereich für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) hervorragend geeignet sind und somit ein zusätzlicher ökonomischer Anreiz für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesetzt wird.

Neben den in § 8 (3) aufgeführten Technologien sollten auch Anlagen zur Gasaufbereitung auf Erdgasqualität durch den Innovationsbonus gefördert werden.

Aus Sicht der BBE sind der Innovationsbonus und KWK-Bonus darüber hinaus ebenso wie der Brennstoffbonus auch für Altanlagen zu gewähren, um innovative Pionierunternehmen nicht zu benachteiligen.

13. Welche Auswirkungen erwarten Sie von den verbesserten Anreizen in § 8 (2) hinsichtlich des Importes von Biomasse zur Verstromung nach EEG?

**Antwort:**

Ein Import von Biomasse durch die verbesserten Anreize in § 8 (2) ist nicht zu erwarten. Die ökonomischen Anreizstrukturen aus § 8 (2) und der dort skizzierte Nachbesserungsbedarf (s. Frage 11) sind notwendig, um die Mobilisierung der riesigen, ungenutzten, heimischen Waldholzpotenziale und den ökonomischen Anbau von Energiepflanzen überhaupt erst zu ermöglichen. Die Nutzung der erwähnten Biomassen macht ökonomisch nur im regionalen, dezentralen Bereich Sinn, zusätzliche Transport- und Logistikaufwendungen erhöhen die Brennstoffkosten und machen daher kalkulierte Projekte unrentabel. Viele Biomassen haben zudem einen hohen Wasseranteil. Da Wasser ein Stoff mit geringer Transportwürdigkeit ist, ergibt sich unter ökonomischen Gesichtspunkten ein enger Einzugsbereich um eine Bioenergieanlage, in der Regel ist eine Transportentfernung über 50 km unrentabel. Lange Transportwege lassen sich ökonomisch nicht darstellen.

Spezifisch für Biogasanlagen ergibt sich zudem die Situation, dass die Gärreste auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden müssen. Dies ist aufgrund der Regeln der guten fachlichen Praxis, Hoftorbilanzen, Düngemittelanwendungsverordnung etc nur möglich, wenn der Nährstoffeintrag in den Betrieb nicht zu groß ist. Der Energiepflanzenanbau für die Biogasnutzung ist durch einen Kreislauf der Nährstoffe gekennzeichnet: Die Pflanzen fixieren durch Photosynthese mit Hilfe der Nährstoffe Energie in Kohlenstoffverbindungen, die in der Vergärung zu Methan (CH<sub>4</sub>) umgewandelt werden. Stickstoff, Phosphor und Kali (NPK) sowie Spurennährstoffe bleiben auch nach der Vergärung erhalten und werden mit dem Gärrest wieder auf die Felder ausgebracht.

Würde also ein Nährstoffeintrag durch Zukauf von Biomasse erfolgen, so würden diese Nährstoffe im Betrieb verbleiben. Da aber einer Anreicherung im Betrieb enge Grenzen gesetzt sind, ist auch der Zukauf von Biomasse im Biogasbereich nur regional möglich.

14. Welche Möglichkeiten zur Begrenzung des Transportaufkommens und zur Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe wären möglich?

**Antwort:**

Wie unter 13. bereits dargestellt, ist es wirtschaftlich unrentabel Biomasse über weite Strecken zu transportieren. Von daher stärken attraktive Einspeisebedingungen für Waldholz und Energiepflanzen (s. Frage 11) per se regionale Wirtschaftskreisläufe und heimische Wertschöpfung. Ein überregionales Transportaufkommen ist nicht zu erwarten. Die dezentrale Verfügbarkeit ist ein entscheidender Vorteil der Biomasse, da z.B. Waldholz und Energiepflanzen in allen Regionen Deutschlands in ausreichender Menge bei entsprechenden ökonomischen Anreizen zur Verfügung stehen. Diese positiven lokalen Eigenschaften der Biomasse (minimaler Transportaufwand) gilt es durch ein novelliertes EEG (s. Frage 11) zu nutzen. Der ländliche Raum, insbesondere die heimische Land- und Forstwirtschaft werden gestärkt, indem die Bioenergieanlagen die regionalen Angebote verschiedener Biomassen nutzen und die regionalen Akteure frühzeitig miteinander vernetzt werden.

In diesem Zusammenhang verweisen wir auf die unter Frage 11 vorgeschlagene Änderung des § 8 (2) (Streichung des Ausschließlichkeitsprinzips und anteilige Vergütung von Mischfraktionen durch den Brennstoffbonus) mit dem Zweck, dass alle regionalen Biomassen genutzt werden können:

- Minimaler Transportaufwand, kein Biomasse“tourismus“; es gilt, alle lokalen Eigenschaften positiv für die Bioenergie einzusetzen und nicht gegen sie.
- Keine Verzerrung der Märkte und gleichberechtigter Zugang zu allen Biomassen für alle Nutzer.
- Stärkung der Land- und Forstwirtschaft, indem Biomasseanlagen flexibel das regionale Angebot im Sinne regionaler Wirtschaftskreisläufe nutzen können.

15. Wie beurteilen Sie das Fehlen von ökologischen Kriterien für den Einsatz von Biomasse und sind die gesetzlichen Formulierungen hinreichend, um Sozial- und Umweltdumping bei der Produktion der zum Einsatz kommenden Biomasse auszuschließen?

**Antwort:**

Mit dem derzeit geplanten Bonus in Höhe von 2,5 Cent/kWh beim Einsatz von Pflanzen, Pflanzenbestandteilen und/oder Gülle wird der gezielte Energiepflanzenanbau ökonomisch nicht darstellbar sein. Mit einem ausreichend hohen Bonus wird dieser ermöglicht (s. Frage 11). Durch Einhaltung der guten fachlichen Praxis wird hierbei ökologischen Kriterien Rechnung getragen. Die Kriterien der guten fachlichen Praxis sind im Pflanzenschutzgesetz, der Düngeverordnung, dem Bundesbodenschutzgesetz und im Bundesnaturschutzgesetz rechtlich verankert. Verstöße gegen diese Kriterien werden als Ordnungswidrigkeiten eingestuft und sind mit entsprechenden Ahndungen belegt. Darüber hinausgehende Vorschriften sind nicht erforderlich.

Es ist aufgrund der im Vergleich zur Nahrungsmittelproduktion anderen Anforderungen an die erzeugte Biomasse vielmehr vorstellbar, dass sich ein Pflanzenbau mit geringeren Aufwendungen an Pflanzenschutz- und Düngemitteln einstellt. Außerdem sind durch pfluglose Bodenbearbeitungen und lange Bodendeckung positive Effekte für den Bodenschutz und die Erosionsvermeidung zu erwarten.

Entsprechend des mit dem Anbau von Energiepflanzen erwirtschafteten Einkommens, wird sich die Entlohnung der Arbeitsressourcen gestalten bzw. die Schaffung neuer Ar-

beitsplätze ein direkter Effekt sein. Ein höherer Bonus (6 Cent/kWh) wirkt sich auch hier positiv aus.

Ein Sozial- und Umweltdumping bei der Produktion der zum Einsatz kommenden Biomasse kann damit ausgeschlossen werden.

16. Sollte eine erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) an die Einhaltung der guten fachlichen Praxis bzw. an belastbarer Standards der nachhaltigen Forstwirtschaft und des ökologischen Landbaus geknüpft werden?

**Antwort: (s. hierzu auch Frage 15)**

Eine Verknüpfung der Mindestvergütung (§ 8 (2)) an über die bestehenden Vorschriften hinausgehende Anforderungen z.B. des ökologischen Landbaus ist weder fachlich angezeigt, noch Regelungsaufgabe des EEG. Warum sollten an die Produktion von Energiepflanzen höhere Anforderungen gestellt werden als an die Produktion von Nahrungsmitteln?

Grundsätzlich muss bei jeder zusätzlichen Regulierung beachtet werden, dass die Kriterien auch nachvollziehbar zu kontrollieren sind und das EEG damit nicht überfrachtet wird und natürlich mit anderen relevanten Gesetzen der landwirtschaftlichen Produktion übereinstimmen.

Beim Energiepflanzenanbau ist die gute fachliche Praxis wie bei jeder Art der landwirtschaftlichen Produktion einzuhalten. Die Erhöhung der Mindestvergütung ist daher im EEG nicht an die Einhaltung der guten fachlichen Praxis zu binden, alle Berechnungen zum Energiepflanzenbonus basieren auf diesem allgemein anerkannten Standard.

Beim Anbau von Pflanzen zur energetischen Verwertung ist es das ökonomische Ziel, möglichst viel Biomasse und damit Energie pro Hektar zu produzieren. Ziel ist dabei gleichzeitig, über die Einhaltung der guten fachlichen Praxis eine Schonung der natürlichen Ressourcen zu gewährleisten. Auch ein Ökobetrieb kann Probleme mit beispielsweise der Nährstoffübersorgung seiner Böden haben. Ein deutscher Alleingang würde die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Landwirtschaft in Bezug auf Biomasse zur Verstromung zerstören. Dies kann nicht Ziel eines Gesetzes sein, das den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen soll.

Die Forstwirtschaft in Deutschland ist die naturnächste Flächennutzungsform überhaupt. Die bestehenden gesetzlichen Vorgaben auf Bundes- und vor allem auf Landesebene regeln und gewährleisten umfassend und abschließend eine nachhaltige Bewirtschaftung der heimischen Wälder. Ferner existieren mit der Zertifizierung freiwillige Selbstverpflichtungen, die die Forstbetriebe bereits auf über 2/3 der deutschen Waldfläche übernommen haben, um eine ökonomisch, ökologisch und sozial nachhaltige Forstwirtschaft zu garantieren. Eine gesonderte gesetzliche Bindung der erhöhten Mindestvergütung an bestimmte Standards ist daher nicht zielführend und gefährdet durch neue Auflagen und Einschränkungen die gewünschte Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energieträgern.

17. Ist nach den vorliegenden Formulierungen sicher gestellt, dass kein Anbau von Futter- oder Lebensmittelpflanzen wie z.B. Getreide zur Verstromung nach EEG erfolgt?

**Antwort:**

Der Anbau von Energiepflanzen wird sich danach richten, dass ein möglichst hoher Stromertrag pro Einheit erzielt wird. Aus diesem Aspekt heraus unterscheiden sich Lebensmittel-, Futter- und Energiepflanzen von einander. Die energetische Nutzung von Lebensmittelpflanzen wäre dann gesondert zu diskutieren, wenn ein Wettbewerb zwischen Nahrungsmittelpflanzen und Energiepflanzen herrschte. Es ist im Gegenteil aber so, dass – verstärkt durch die EU-Osterweiterung – ein enormer Überschuss an landwirtschaftlichen Nutzflächen besteht. Diese müssen weiterhin schon aus Landschaftspflegegründen bewirtschaftet werden. Ganz abgesehen davon, dass sie die Grundlage für die wirtschaftliche Existenz landwirtschaftlicher Betriebe darstellen. Hier bietet die Bioenergie neue Nutzungsmöglichkeiten. Auch zukünftig wird je nach Standortbeschaffenheit und Betriebsstruktur voraussichtlich mit dem Anbau von Futter- und Lebensmittelpflanzen ein höherer Gewinn zu erzielen sein als mit dem Anbau von Energiepflanzen. Die Entscheidung darüber welche Pflanzen in welchem Umfang angebaut werden, trifft jeder landwirtschaftliche Unternehmer selbst.

18. Ist die vorgenommene Differenzierung der Vergütungsstufen aus Ihrer Sicht her fachlich richtig?

**Antwort:**

Aufgrund der Heterogenität der Biomasseverstromungstechnologien und der Brennstoffe in sämtlichen Anwendungsbereichen (feste, flüssige, gasförmige Bioenergieträger) wird die bisherige geltende dreistufige EEG-Vergütungsregelung, bemessen einzig nach der Anlagengröße, einer ziel- und kostengerechten Marktentwicklung der Bioenergien nicht gerecht. Der BBE hat aus diesem Grund eine differenzierte Vergütungsregelung gestaffelt nach den eingesetzten Brennstoffen jeweils für die Bereiche feste und gasförmige Bioenergieträger vorgeschlagen. Während eine Vergütungs differenzierung nach Brennstoffen im EEG-Referentenentwurf zumindest ansatzweise durch einen Brennstoffbonus umgesetzt ist, fehlt die notwendige Vergütungs differenzierung zwischen festen und gasförmigen Bioenergieträgern im EEG-Referentenentwurf gänzlich. Die Stromerzeugung in Biomassekraftwerken und in Biogasanlagen lassen sich jedoch nicht mit gleichen Vergütungsregelungen handhaben, da sowohl unterschiedliche Brennstoffe als auch völlig unterschiedliche Anlagengrößen in Anwendung kommen. Aus diesem Grund schlägt der BBE nach wie vor den Einbezug zusätzlicher, separater Vergütungsregelungen für feste und gasförmige Bioenergieträger vor. Insbesondere bei der Ausgestaltung des Brennstoffbonus ist zur Gewährleistung einer kostengerechten Vergütung und zur Vermeidung von Unter- und Überförderungsstatbeständen eine differenzierte Vergütungsregelung für feste Biomasse und Biogas unbedingt notwendig (im Detail s. hierzu Antwort zu Frage 11).

Für Biogasanlagen ist die neue Vergütungsstufe bis 150 kW mit einer erhöhten Grundvergütung zu begrüßen. Für den Biogasbereich ist in mehreren Gutachten (Erfahrungsbericht BMU, Fichtner-Gutachten) festgestellt worden, dass kleinere Anlagen (unter 200 kW installierter elektrischer Leistung) höhere Stromerzeugungskosten entstehen. Eine Vergütungserhöhung für Anlagen kleiner 200 kW findet daher grundsätzlich die Zustimmung des BBE.

Der BBE beanstandet jedoch, dass Altanlagen von dieser Vergütungserhöhung ausgeschlossen sind und fordert daher einen Einbezug von Altanlagen. Bei der Vergütungshöhe wurden die sowohl für Alt-, als auch für Neuanlagen geltenden zusätzlichen genehmigungsbedingten Anforderungen nicht berücksichtigt, die in den nächsten sechs Monaten bei fast allen bestehenden und allen neuen Biogasanlagen erhebliche kostenintensive Zusatzmaßnahmen erforderlich machen werden. Diese Kosten treffen besonders die kleineren Biogasanlagen bis 200 kW, die Vergütungsanhebung gemäß § 8 Absatz 1 müssen daher auch für Altanlagen gelten, die vor in Kraft treten des Gesetzes in

Betrieb genommen wurden. Andernfalls ist zu befürchten, dass Stoffströme aus der Ko-fermentation aus bestehenden Altanlagen in Neuanlagen "umgeleitet" werden und somit Altanlagen in ihrer wirtschaftlichen Existenz bedroht sind.

Was die konkrete Ausgestaltung des Brennstoffbonus (§ 8 (2)) sowie des Innovations- und KWK-Bonus betrifft (§ 8 (3)), wird auf die Antworten der Fragen 10,11 und 12 verwiesen, hier sind die konkreten BBE-Forderungen zur Differenzierung der Vergütungsstufen bei Biogasanlagen und Biomassekraftwerken detailliert erläutert.

19. Sind aus Ihrer Sicht die Vergütungssätze der jeweiligen Leistungsbereiche sachgerecht?

**Antwort:**

Nein, die zusätzlichen Vergütungen nach § 8 (2) und (3) sind für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb in den jeweiligen Leistungsbereichen nicht sachgerecht und nicht ausreichend.

Was die konkrete Ausgestaltung des Brennstoffbonus (§ 8 (2)) sowie des Innovations- und KWK-Bonus betrifft (§ 8 (3)), wird auf die Antworten der Fragen 10,11 und 12 verwiesen, hier sind die konkreten BBE-Forderungen zur Differenzierung der Vergütungsstufen und der Vergütungshöhen bei Biogasanlagen und Biomassekraftwerken detailliert erläutert.

Nur durch eine Erhöhung der Vergütungssätze in den dort genannten Größenordnungen ist eine tatsächliche Verbesserung der EEG-Förderbedingungen für die Bioenergie und der politisch gewollte Ausbau der Bioenergie mit den damit verbundenen Beschäftigungs- und Klimaschutzeffekten und einer konstanten Energiebereitstellung möglich.

20. Sollte Ihrer Ansicht nach die Definition der nachwachsenden Rohstoffe auch um die Nebenprodukte und Futterreste eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ergänzt werden?

**Antwort:**

Ja, auch pflanzliche Futterreste, die im laufenden Produktionsprozess eines landwirtschaftlichen Betriebes anfallen, sollten von dem Brennstoffbonus für den Einsatz in Biogasanlagen umfasst werden. Im Sinne einer geschlossenen Kreislaufwirtschaft und der optimalen energetischen Verwertung der in landwirtschaftlichen Betrieben anfallenden pflanzlichen Futterreste, ist diese Ergänzung sinnvoll. Damit kann sichergestellt werden, dass die im landwirtschaftlichen Betrieb selber anfallenden Nebenprodukte mitverarbeitet werden können. Ohne diese Präzisierung besteht die Gefahr, dass die ökologisch und ökonomisch sinnvolle Mitverarbeitung dieser Nebenprodukte „kriminalisiert“ wird. Allerdings muss klar bleiben, dass derartige Stoffe nur vom Betrieb stammen dürfen, auf dem die Biogasanlage steht, und dass der Bonus nicht gelten kann für Stoffe, die unter den Geltungsbereich der Bioabfallverordnung gelangt sind.

Um juristische Streitigkeiten vorbeugend zu vermeiden, sollte die Biomassen, welche in den Geltungsbereich des Brennstoffbonus fallen, definitorisch genau gefasst sein. Es muss in jedem Fall eindeutig festgelegt werden, wo die Grenzen zu Abfall- und Nebenprodukten z.B. aus der Lebensmittelindustrie gezogen werden sollen.

Die bisherigen Erfahrungen der Biogasanlagenbetreiber mit den Energieversorgern zeigen, dass grundsätzlich im Gesetzestext klar formuliert werden muss, wie ein Nachweis über die Konformität der Einsatzstoffe mit den Bestimmungen der Biomasseverordnung ohne externe Gutachter geführt werden soll.

Bezüglich der Definition des Brennstoffbonus fordert der BBE daher eine Präzisierung und Ausweitung des Brennstoffbonus in § 8 (2) wie folgt:

Die Mindestvergütung nach Abs. 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils ... Cent pro Kilowattstunde (zur konkreten Höhe des Brennstoffbonus für Biogas und feste Biomasse s. Frage 11), wenn

1. der Strom

a) aus Pflanzen ...

b) Gülle ...

c) Bioabfällen pflanzlicher Herkunft, die aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieben stammen. Als Bioabfälle aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieb stammend, gelten auch Bioabfälle pflanzlicher Herkunft, die bei der gemeinschaftlichen Verarbeitung in landwirtschaftlichen Erzeugerzusammenschlüssen anfallen und anteilig durch die einzelnen Erzeuger zurückgenommen werden.

d) aus Mischungen der Stoffgruppen a) bis c) gewonnen wird,

21. Ist die geplante Degression auf 2 % gerechtfertigt? Welche Auswirkungen sind dadurch zu erwarten?

**Antwort:**

Die grundsätzlich zu begrüßenden Verbesserungen für die Bioenergie durch die neue Vergütungsstufe sowie den Brennstoff- und Innovationsbonus in ihrer Grundausrichtung werden durch die Steigerung der Degressionsrate von 1 % auf 2 % und vor allem durch die einseitige und nicht nachvollziehbare Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre teilweise mehr als überkompensiert. Dadurch ergeben sich unwirtschaftliche Einspeisebedingungen für Bioenergieanlagen, die entgegen den politischen Zielvorgaben keinen weiteren Zubau von Bioenergieanlagen erwarten lassen.

Die vorgesehene Erhöhung der Degression von 1 auf 2 % führt in Verbindung mit einer inflationsbedingten Kostensteigerung von 1,5 bis 2 % zu einer jährlichen Degressionsrate von 3,5 bis 4 %. In drei Jahren müsste damit ein Kostensenkungspotential von über 10 % realisiert werden; nach 10 Jahren muss Strom aus Biomasse bereits 35 % günstiger zu erzeugen sein als heute. Bei einem Prozent festgelegter Degressionsrate liegt der Kostensenkungszwang nach 10 Jahren bei 25 % - aus der Sicht des Bundesverband BioEnergie (BBE) ein sehr ehrgeiziges Ziel. Die Verdopplung der Degressionsrate kann auch vor dem Hintergrund weiterhin wachsender Auflagen für die Errichtung von Bioenergieanlagen und damit steigender Investitionskosten aus fachlicher Sicht nicht begründet werden und spiegelt nicht die tatsächlichen Kostensenkungspotentiale wieder. Wesentlich für einen wirtschaftlichen Betrieb ist die Kostensituation bei der Biomassebeschaffung. Die Biomassekosten sind der Kostentreiber in der Betriebsphase und daher dominant – was sich ja im übrigen durch die Notwendigkeit einer erhöhten Vergütung für nachwachsende Rohstoffe bestätigt. Die Potentiale des Anlagenbaus sind deshalb geringer als in anderen Bereichen. Darüber hinaus setzen neue Brennstoffe oft auch eine Weiterentwicklung der Anlagentechnik bzw. einen erhöhten technischen Aufwand voraus, so dass Effizienzsteigerungen hierdurch vermindert werden. Eine jährliche Senkung um 1 Prozent zusätzlich zur Inflationsrate stellt deshalb bereits eine große Herausforderung dar. Daher fordert der Bundesverband BioEnergie (BBE) die Wiederherstellung der bisherigen jährlichen Degressionsrate von 1 %. Eine Kostendegression von mehr als 1 % gibt der Markt und der technische Fortschritt nicht her.

22. Verändert die Aufnahme der Formulierung „nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ etwas an der bereits geltenden europäischen und bundesdeutschen Rechtslage zum Gewässerschutz?

**Antwort:**

23. Welche konkreten Kostenrechnungen liegen der erstmaligen Aufnahme großer Wasserkraftwerke über 5 MW in das EEG zugrunde? Welche Lebensdauer- und Kostenprognosen liegen den Differenzierungen nach Anlagengröße zugrunde?

**Antwort:**

24. Welche Wasserkraftanlagen über 5 MW können theoretisch unter diese Förderung fallen? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

**Antwort:**

25. Welche Modernisierungen und Erweiterungen sind bereits bekannt? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

**Antwort:**

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

27. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der neugefassten sog. „Härtefallregelung“ in § 16 „Besondere Ausgleichsregelung“ auf die Verteilung der EEG-Kostenumlage und die Strompreise?

**Antwort:**

28. Welche Auswirkungen hat die Neuregelung auf die bislang von der Härtefallregelung betroffenen Unternehmen?

**Antwort:**

29. Welche Auswirkungen hat die 10-Prozent-Begrenzung in Absatz (4) auf die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen?

**Antwort:**

30. Ist die Frist nach Absatz (5) von sechs Monaten zwischen Antragstellung und Wirksamwerden angemessen?

**Antwort:**

31. Wie beurteilen Sie die Forderung nach einer vorläufigen Genehmigung durch das BAFA, um die Frist zwischen Eingang der vollständigen Antragsunterlagen und Zuteilung des Genehmigungsbescheids zu überbrücken?

**Antwort:**

32. Welche zukünftigen Vergütungsvolumina des EEG erwarten Sie in den nächsten 20 Jahren?



**Antwort:**

33. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass EEG-Strom nicht zu einer Verdrängung von umweltfreundlichem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung führt, der nach § 2 des geltenden Energiewirtschaftsgesetzes „besondere Bedeutung“ zukommt und deren Verdrängung nach § 6 EnWG zu verhindern ist?

**Antwort:**

34. Wie beurteilen Sie, dass bereits heute KWK-Betreiber unter Hinweis auf die Vorrangspeisung für EEG-Strom bei Neuverträgen einer Einspeiseunterbrechung bzw. Vergütungsunterbrechung für Strom aus ihren KWK-Anlagen zustimmen müssen?

**Antwort:**

35. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass zwischen dem Zeitpunkt der Anlagenerrichtung und dem physischen Anschluss an ein geeignetes Übertragungsnetz ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung möglich ist?

**Antwort:**

36. Wie beurteilen Sie, dass beim Abschluss von Einspeiseverträgen Seitens der EVU die Unterzeichnung einer Klausel verlangt wird, nach der die Vergütung unter den Vorbehalt eines Netzausbaus auf der 110 KV-Ebene (Höchstspannungsebene) gestellt wird, obwohl die betreffenden Anlagen ihren EEG-Strom auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene einspeisen?

**Antwort:**

37. Welche belastbaren Erkenntnisse liegen über den durch das EEG verursachten Regenergieaufwand vor und wie wird sich dieser entwickeln?

**Antwort:**

38. Wie beurteilen sie die Formulierungen in § 14 „Bundesweite Ausgleichsregelung“ zur Regenergie hinsichtlich der Aspekte Rechtssicherheit und Praktikabilität? Welche Auswirkungen erwarten Sie aus diesen Formulierungen auf den Regenergiemarkt? Welche Kosten werden dadurch zusätzlich neu in das EEG aufgenommen und wälzbar?

**Antwort:**

39. Würden sich Ihrer Meinung nach Vorteile für den Einsatz von Regenergie bieten, wenn der Leistungsbegriff anders definiert würde?

**Antwort:**

Für Biogasanlagen führt der Begriff „installierte Leistung“ zu Einstufungen die nicht der tatsächlich gelieferten Arbeit ( kWh ) geteilt durch die Stunden entspricht. Grund dafür ist das viele Biogasanlagen ein zusätzliches Aggregat aufgestellt haben um bei Störungen an den BHKWs das Wertvolle Biogas in Ersatzaggregaten zu verarbeiten. Dies führt allerdings zu einer theoretischen Leistungserhöhung mit der Folge das die Vergütung insgesamt reduziert wird. Der Leistungsbegriff muss sich dringend für Alt- und Neuanlagen auf die tatsächlich gelieferte Arbeit beziehen: Arbeit/Jahr geteilt durch 8760 Stunden.

40. Wie beurteilen Sie die Idee eines Anlagenregisters, um eine Doppelvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu vermeiden?

**Antwort:**

41. Wie beurteilen Sie die Konsequenzen der Formulierung in § 5, nachdem Netzbetreiber verpflichtet sind, den von Ihnen „abgenommenen“ Strom zu vergüten, im Vergleich zur Formulierung im bisher geltenden Gesetz („angebotenen Strom“)?

---

## **Fragen der Fraktion der CDU/CSU**

1. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

**Antwort:**

2. Wie kann die Förderung der einzelnen erneuerbaren Energien effizienter gestaltet und somit deren Wettbewerbsfähigkeit und Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien möglichst schnell und kostengünstig erreicht werden?

**Antwort:**

3. Wann werden die einzelnen erneuerbaren Energien unter welchen Bedingungen ihre Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit erreichen?

**Antwort:**

4. Stellen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätze taugliche Anreize für eine Verkürzung der Förderung und ein baldmöglichstes Erreichen der Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien dar?

**Antwort:**

5. Wie werden sich nach dem Gesetzentwurf das Vergütungsvolumen in den einzelnen Bereichen der erneuerbaren Energien entwickeln und welche volkswirtschaftliche Belastung resultiert daraus?

**Antwort:**

6. Welche Auswirkungen hat das EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit am Wirtschaftsstandort Deutschland?

**Antwort:**

7. Welche Auswirkungen auf die Energiepreise werden von dem Gesetzentwurf erwartet bzw. existieren nach dem gegenwärtigen EEG?

**Antwort:**

8. Welche finanziellen Belastungen resultieren aus dem Gesetzentwurf für die deutsche Industrie?

**Antwort:**

9. Wie werden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit beurteilt, die sich durch die im Gesetzentwurf vorgesehene gesetzliche Fixierung auf einen Anteil von 20 % der er-

erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahre 2020 ergeben und welche volkswirtschaftlichen Kosten resultieren aus diesem Ziel?

10. Wann wird mit dem Gesetzentwurf der Bundesregierung das Verdoppelungsziel von 12,5 Prozent bis zum Jahr 2010 erreicht?

**Antwort:**

11. Gibt es unter Berücksichtigung der Zeitachse Alternativen zum bestehenden EEG-Vergütungssystem, wenn das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 nicht gefährdet werden soll?

**Antwort:**

12. Ist unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung des derzeitigen Fördersystems eine Deckelung des EEG-Vergütungsvolumens darstellbar, wenn gleichzeitig das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 erreicht werden soll?

**Antwort:**

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

**Antwort:**

14. Wie hoch ist die Förderung pro Arbeitsplatz, der im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen wird?

**Antwort:**

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

**Antwort:**

16. Welcher Anteil der in Deutschland installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde importiert und wie viel Arbeitsplätze sind durch das EEG im Ausland und wo entstanden?

**Antwort:**

17. Wie viel Leistung aus erneuerbaren Energien exportiert Deutschland jährlich und wie viel exportieren die übrigen EU-Mitgliedstaaten?

**Antwort:**

18. Wie können Anreize für den Export deutscher Technologie im Bereich erneuerbarer Energien gesetzt werden und auf welche diesbezüglichen internationalen Erfahrungen kann Deutschland zurückgreifen?

**Antwort:**

19. Welche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten entstehen bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energien in Deutschland?

**Antwort:**

20. Sollten Netzausbau- und Regelenergiekosten im EEG berücksichtigt werden? Wenn ja, wie?

**Antwort:**

21. Welche infrastrukturellen Herausforderungen für die deutsche Stromversorgung sind durch das EEG bereits entstanden und werden entsprechend dem vorliegenden Gesetzesentwurf künftig darüber hinaus entstehen und welche Planungs- und Investitionszeiträume sind dabei zu berücksichtigen?

**Antwort:**

22. Welche Auswirkungen hat der Zubau bei der Windenergie auf Natur, Landschaft und betroffene Anwohner?

**Antwort:**

23. Wie wird mit Blick auf die Windenergie das bestehende EEG-Fördersystem bewertet?

**Antwort:**

24. Gibt es neben dem EEG-Fördersystem alternative Fördermöglichkeiten die effizienter sind? Wenn ja, innerhalb welcher Zeiträume könnten diese realisiert werden?

**Antwort:**

25. Kann durch die im Gesetzesentwurf für die Windenergie vorgesehenen Vergütungssätze eine Überförderung ausgeschlossen werden?

**Antwort:**

26. Wie wird die Möglichkeit des Ausschlusses des Ausbaus der Windkraft im Binnenland durch den Gesetzesentwurf bewertet?

**Antwort:**

27. Wie wird die 65-Prozent-Regelung im Gesetzesentwurf im Hinblick auf den Ausbau der Windkraft insbesondere im Binnenland bewertet?

**Antwort:**

28. Welche Konsequenzen kann die Festlegung des Referenzwertes auf 65 Prozent haben?

**Antwort:**

29. Wie hoch wird das Repowering-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen und wie kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

**Antwort:**

30. Wie hoch wird das wirtschaftlich erschließbare Offshore-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

**Antwort:**

31. Welche technologischen, rechtlichen, ökologischen, versicherungstechnischen und schiffahrtstechnischen Probleme hinsichtlich Off-Shore können wie und wann gelöst werden?

**Antwort:**

32. Welche Vor- und Nachteile hätte die Erschließung des Offshore-Potenzials durch ein Ausschreibungsmodell?

**Antwort:**

33. Wie groß ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomasse in Deutschland?

**Antwort:**

Derzeit ergeben sich für die Bioenergie folgende Marktsituationen im Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereich sowie darauf basierende Wachstumspotenziale:

#### **BioEnergie auf dem Strommarkt**

- nach EEG-Erfahrungsbericht: 1.400 Mio. kWh Strom aus Biomasse in 2001, d.h. 0,3 % des deutschen Stromverbrauchs
- 475 MW installierte Leistung bei der festen Biomasse (insb. Holz), erwarteter Ausbau bis 2004 auf bis zu 700 MW
- 280 MW installierte Leistung bei Biogas, davon in 2001 85 MW Zubauleistung, insgesamt 2000 Biogasanlagen in 2003 in Deutschland, bis 2004 weitere 100 MW zusätzliche Leistung prognostiziert bei einem wirtschaftlichen Bonus für Energiepflanzen
- Stromerzeugung aus flüssigen BioEnergieträgern nur marginale Bedeutung: 0,3 % am gesamten Biomassestrom
- EEG-Gesamtvergütung für Biomassestrom in 2002: 132 Mio. €

#### **BioEnergie auf dem Wärmemarkt**

- Anteil der BioEnergie am Endenergieverbrauch für die Wärmeerzeugung: 3,7 %
- ca. 7 Mio. Kleinfeuerungsanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 50.000 MW: 2,6 Mio. Kaminöfen, 2,5 Mio. Heizkamine/offene Kamine und 1,8 Mio. Kachelöfen, dazu 8.700 installierte Pelletsanlagen in 2001, Marktpotenzial für weitere 50.000 Pelletsanlagen bis 2006
- Biomasseheizwerke > 1 MW: ca. 1.000 Anlagen

#### **BioEnergie auf dem Kraftstoffmarkt:**

- Anteil der Biokraftstoffe (fast ausschließlich Biodiesel) am Kraftstoffbedarf im Verkehr: 0,8 %
- Biodieselabsatz in 2001: 450.000 t, für 2002: 730.000 t, für 2003 erwartet: 1,1 Mio. t
- EU-Biokraftstoffrichtlinien fördert zukünftig gesamte Palette der Biokraftstoffe (Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl, Biogas, synthetische Biokraftstoffe, Wasserstoff aus Biomasse etc.) mit vorgeschriebenen Mengenanteilen am Kraftstoffmarkt, bis 2005: 2 %, bis 2010: 5,75 %

### **Wachstumspotenziale der BioEnergie:**

- bis zum Jahre 2030 bis zu 500.000 neue, zusätzliche Arbeitsplätze durch einen offensiven Bioenergieausbau möglich
- Strom- und Wärmemarkt: 13.800 MW<sub>el</sub> als technisches Nutzungspotenzial durch feste Reststoffe, Energiepflanzen und Vergärung organischer Reststoffe, zukünftig riesige ungenutzte Biomassepotenziale mobilisierbar, alleine 20 Mio. m<sup>3</sup> ungenutztes, jährlich nachwachsendes Waldholz
- Gesamtpotenzial der Stromerzeugung: 80-140 TWh/a für biogene Festbrennstoffe, 37-49 TWh/a für Biogasnutzung und 9,5-24,3 TWh/a für Biotreibstoffe als technische Endenergiepotenziale
- Gesamtpotenzial der Wärmeerzeugung: ca. 160 TWh/a
- Biokraftstoffe: bei Umsetzung der Zielvorgaben der EU-Biokraftstoffrichtlinien: 1,2 Mio. t Biokraftstoffe in 2005 und von 3,2 Mio. t Biokraftstoffen im 2010

34. Welche Effizienzverbesserungen sind bei der Biomasse in den nächsten Jahren zu erwarten?

#### **Antwort:**

Angesichts der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage in dieser Allgemeinheit kaum beantworten.

Durch eine vom EEG ausgelöste forcierte Technologieentwicklung werden derzeit einige erfolgversprechende Umwandlungstechnologien um die Nutzung von Biomasse erweitert. Erste Anwendungen von Brennstoffzellen und Gasturbinen zeigen zukunftsweisende Ansätze zur Nutzung von Biomasse im kleineren Leistungsbereich. Auch die sich noch im Anfang befindende Entwicklung der Biomassevergasung bietet Potenziale zur Verbesserung der Wirkungsgrade.

Konkret für Biogasanlagen: Nur bei einem substantziellen Ausbau der Biogaserzeugung aus Energiepflanzen, ist in den nächsten Jahren eine Steigerung der Effizienz zu erwarten. Hierbei werden höhere Stückzahlen im Anlagenbau, der Zuchtfortschritt, optimierte Anbauverfahren und eine verbesserte Kontrolle und Steuerung des biologischen Prozesses die Schlüsselfunktionen übernehmen. Zukünftig kann also damit gerechnet werden, dass Biogasstrom kostengünstiger erzeugt werden kann, als das heute der Fall ist. Da bereits heute die Stromgestehungskosten aus Biogas je nach Einsatzstoff zwischen 10 und 18 Ct / kWh liegen, ist schon mittelfristig mit einer Wettbewerbsfähigkeit von Strom aus Biogas zu rechnen.

35. Wie viele Biomasse-Anlagen sind in welchem zeitlichen Rahmen realisierbar?

#### **Antwort:**

Die marktgerechte Realisierung der aufgezeigten Wachstumspotenziale der BioEnergie hängt entscheidend von den politischen Rahmenbedingungen ab. Mit der derzeit vorliegenden EEG-Gesetzesnovelle ist kein weiterer Zubau von Bioenergieanlagen im Strombereich zu erwarten.

Bei der laufenden EEG-Novellierung ist jedoch das erklärte politische Ziel, die großen Marktpotenziale der Bioenergie zukünftig stärker zu nutzen und damit die EEG-Einspeisevergütungen für die Bioenergie deutlich zu verbessern. Bei einer Bewertung des EEG-Gesetzesentwurfes kann von einer Besserstellung der Bioenergie aber überhaupt nicht die Rede sein. Das Gegenteil ist der Fall: Durch die vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums für Bioenergieanlagen von 20 auf 15 Jahren und durch den Anstieg des Degressi-

onssatzes von 1 % auf 2 % werden die positiven Ansätze einer neuen Vergütungsstufe sowie des Brennstoff- und Innovationsbonus in den meisten Fallbeispielen konterkariert und damit sogar eine Verschlechterung der Bioenergie gegenüber dem geltenden Status Quo bewirkt. Dies ist aus Sicht des BBE inakzeptabel, da ein weiterer Marktausbau durch diese Regelungen verhindert wird. Der BBE fordert daher in Abstimmung mit seinen Mitgliedsverbänden und –unternehmen (u.a. Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Deutscher Bauernverband (DBV), Fachverband Biogas, Arbeitsgemeinschaft Deutscher Waldbesitzerverbände (AGDW)) als wichtigste Kernpunkte eine unbedingte Wiederherstellung des Förderzeitraums für die Bioenergie auf 20 Jahre sowie des Degressionssatzes auf 1 % sowie den Brennstoffbonus für Biogas- und feste Biomasseanlagen auf mindestens 6 Ct/kWh anzuheben. Zudem ist bei der Ausgestaltung des Brennstoffbonus zur Gewährleistung einer kostengerechten Vergütung und zur Vermeidung von Unter- und Überförderungstatbeständen eine differenzierte Vergütungsregelung für Biogas und feste Biomasse unbedingt notwendig.

Für den Biogasbereich kann davon ausgegangen werden, dass bei wirklich kostendeckenden Vergütungssätzen zunächst rund 400-800 Anlagen pro Jahr errichtet werden können. Diese Rate wird sich je nach der Entwicklung der Nachfrage erhöhen. Im Jahr 2003 wurden nach Schätzung des Fachverband Biogas deutlich weniger als 100 Anlagen in Betrieb genommen.

36. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums von derzeit 20 Jahre auf 15 Jahre bewertet?

**Antwort: (s. auch SPD-Frage 9, analog)**

Die grundsätzlich im EEG-Gesetzesentwurf zu begrüßenden Verbesserungen für die Bioenergie durch die neue Vergütungsstufe sowie den Brennstoff- und Innovationsbonus in ihrer Grundausrichtung werden durch die Steigerung der Degressionsrate von 1 % auf 2 % und vor allem durch die einseitige und nicht nachvollziehbare Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre teilweise mehr als überkompensiert. Für Referenzanlagen von 500 kW und 5 MW ergibt sich so z.B. selbst mit Einbezug des Brennstoffbonus durch die Förderzeitverkürzung um 5 Jahre in der Gesamtvergütung der Anlagen über den gesamten Förderzeitraum eine Schlechterstellung gegenüber der bisherigen EEG-Regelung. Für eine 20 MW-Referenzanlage ergibt sich selbst mit Brennstoff- und Innovationsbonus eine Schlechterstellung gegenüber der bisherigen Regelung. Eine 150 kW-Referenzanlage (Biogas) würde zwar mit dem Brennstoffbonus gegenüber dem bisherigen Status-Quo bessergestellt, diese Besserstellung wird in der Höhe aber keinesfalls ausreichend sein, um eine kostendeckende Produktion und Nutzung der durch den Brennstoffbonus bevorzugten Biomassen zu gewährleisten. Daher ist unbedingt eine Wiederherstellung des Förderzeitraumes für Bioenergieanlagen auf 20 Jahre und des Degressionssatzes für Neuanlagen von 1 % erforderlich.

Bioenergieanlagen haben einen vergleichsweise hohen Anteil von Stahl- bzw. Betonbau in den Baukosten. Daraus ergibt sich, anders als im klassischen Anlagenbau, in der Regel eine technische Lebensdauer von deutlich über 15 Jahren. Entsprechend sind auch die Finanzierungs- und Abschreibungszeiträume, die den Gesamtkostenrechnungen zugrunde liegen, länger. Eine Verkürzung des Förderzeitraumes kann deshalb eine Verminderung der Rendite um 3-8 Prozentpunkte bewirken und den Bau der betroffenen Anlagen verhindern.

Die Kreditlaufzeit beträgt bei großen Anlagen bereits bis zu 15 Jahre (bei kleinen Anlagen entsprechend länger). Bei einer Förderung von lediglich 15 Jahren gehen die bankseitig notwendigen Projektreserven auf der Zeitachse verloren; die Finanzierbarkeit wird nahezu unmöglich. Gerade bei land- und forstwirtschaftlichen Betrieben mit knappen Kapitalressourcen spielt dies eine große Rolle. Im übrigen steht diese Regelung auch im

Widerspruch zu bundeseigenen Förderprogramme (z.B. der Kreditanstalt für Wiederaufbau), die Finanzierungen mit einer Laufzeit von bis zu 20 Jahren anbieten.

Neu (z.B. in 2005) in Betrieb genommene Anlagen stehen ab dem 16. Betriebsjahr bis zu 4 Jahre im Wettbewerb um Biomasse und werden dann im Vergleich zu älteren Anlagen einen schlechteren Preis für Biomasse zahlen, was einen gravierenden Wettbewerbsnachteil darstellt.

37. Welche Auswirkungen hat die Verkürzung des Förderzeitraums auf die Erschließung der Potenziale im Bereich der Biomasse?

**Antwort:**

Eine Erschließung der riesigen bisher ungenutzten Biomassepotenziale wird durch die Verkürzung des Förderzeitraumes nicht ermöglicht, da sich die Einspeisungskonditionen in Gesamtheit durch diese Regelung verschlechtern und ein notwendiger ökonomischer Anreiz zur Mobilisierung der bisher ungenutzten Biomassepotenziale ausbleibt.

Durch die vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums für Bioenergieanlagen von 20 auf 15 Jahren und durch den Anstieg des Degressionssatzes von 1 % auf 2 % werden die positiven Ansätze einer neuen Vergütungsstufe sowie des Brennstoff- und Innovationsbonus in den meisten Fallbeispielen konterkariert und damit sogar eine Verschlechterung der Bioenergie gegenüber dem geltenden Status Quo bewirkt. Dies ist aus Sicht des BBE inakzeptabel, da ein weiterer Marktausbau durch diese Regelungen verhindert wird. Neben der Effektiven Vergütungskürzung ist zu erwarten, dass aufgrund erschwerter Verhandlungen mit Banken viele Bioenergieprojekte mangels einer adäquaten Finanzierungsmöglichkeit nicht realisiert werden (siehe Antwort Frage 36).

38. Wie wird die im Gesetzentwurf bei der Biomasse vorgesehene Erhöhung der Degression für Neuanlagen von 1 Prozent auf 2 Prozent mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

**Antwort: (s. auch SPD-Frage 21, analog)**

Die grundsätzlich zu begrüßenden Verbesserungen für die Bioenergie durch die neue Vergütungsstufe sowie den Brennstoff- und Innovationsbonus in ihrer Grundausrichtung werden durch die Steigerung der Degressionsrate von 1 % auf 2 % und vor allem durch die einseitige und nicht nachvollziehbare Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre teilweise mehr als überkompensiert. Dadurch ergeben sich unwirtschaftliche Einspeisebedingungen für Bioenergieanlagen, die entgegen den politischen Zielvorgaben keinen weiteren Zubau von Bioenergieanlagen erwarten lassen.

Die vorgesehene Erhöhung der Degression von 1 auf 2 % führt in Verbindung mit einer inflationsbedingten Kostensteigerung von 1,5 bis 2 % zu einer jährlichen Degressionsrate von 3,5 bis 4 %. In drei Jahren müsste damit ein Kostensenkungspotential von über 10 % realisiert werden; nach 10 Jahren muss Strom aus Biomasse bereits 35 % günstiger zu erzeugen sein als heute. Bei einem Prozent festgelegter Degressionsrate liegt der Kostensenkungszwang nach 10 Jahren bei 25 % - aus der Sicht des Bundesverband BioEnergie (BBE) ein sehr ehrgeiziges Ziel. Die Verdopplung der Degressionsrate kann auch vor dem Hintergrund weiterhin wachsender Auflagen für die Errichtung von Bioenergieanlagen und damit steigender Investitionskosten aus fachlicher Sicht nicht begründet werden und spiegelt nicht die tatsächlichen Kostensenkungspotentiale wieder. Wesentlich für einen wirtschaftlichen Betrieb ist die Kostensituation bei der Biomassebeschaffung. Die Biomassekosten sind der Kostentreiber in der Betriebsphase und daher dominant – was sich ja im übrigen durch die Notwendigkeit einer erhöhten Vergütung für nachwachsende Rohstoffe bestätigt. Die Potentiale des Anlagenbaus sind deshalb geringer als in anderen Bereichen. Darüber hinaus setzen neue Brennstoffe oft auch eine



Weiterentwicklung der Anlagentechnik bzw. einen erhöhten technischen Aufwand voraus, so dass Effizienzsteigerungen hierdurch vermindert werden. Eine jährliche Senkung um 1 Prozent zusätzlich zur Inflationsrate stellt deshalb bereits eine große Herausforderung dar. Daher fordert der Bundesverband BioEnergie (BBE) die Wiederherstellung der bisherigen jährlichen Degressionsrate von 1 %. Eine Kostendegression von mehr als 1 % gibt der Markt und der technische Fortschritt nicht her.

39. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Brennstoffbonus“ bewertet?

**Antwort: (s.a. SPD-Frage 11, analog)**

Der Brennstoffbonus ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ist die Höhe des Brennstoffbonus noch nicht ausreichend für die kostendeckende Nutzung und Erschließung der bisher ungenutzten, großen Marktpotenziale von Energiepflanzen und Waldholz und muss daher sowohl für feste Biomasseanlagen als auch für Biogasanlagen deutlich nachgebessert werden.

Zudem fordert der BBE zur Vereinfachung und Verringerung des Regelaufwandes des EEG und zur Reduzierung der EEG-Folgekosten das vorgesehene Ausschließlichkeitsprinzip des Brennstoffbonus nach § 8 (2) für feste Biomassen aufzuheben. Die vorgesehene Regelung ist ein neues Hemmnis und als dieses wettbewerbsverzerrend, praxisfremd, kostentreibend und zusätzliche Transportemissionen verursachend. Nach Abschätzungen des BBE-Mitgliedsunternehmens, der MVV Energie AG, können mit dieser Vereinfachung für nachwachsende Biomassen EEG-Kosten mittelfristig von bis zu 100 Mio. € pro Jahr vermieden werden.

Bezüglich der Definition des Brennstoffbonus fordert der BBE eine Präzisierung und Ausweitung des Brennstoffbonus in § 8 (2) wie folgt:

Die Mindestvergütung nach Abs. 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils ... Cent pro Kilowattstunde (zur konkreten Höhe des Brennstoffbonus für feste Biomasse und Biogas s. weiter unten), wenn

1. der Strom

a) aus Pflanzen ...

b) Gülle ...

c) Bioabfällen pflanzlicher Herkunft, die aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieben stammen. Als Bioabfälle aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieb stammend, gelten auch Bioabfälle pflanzlicher Herkunft, die bei der gemeinschaftlichen Verarbeitung in landwirtschaftlichen Erzeugerzusammenschlüssen anfallen und anteilig durch die einzelnen Erzeuger zurückgenommen werden.

d) aus Mischungen der Stoffgruppen a) bis c) gewonnen wird,

Eine ökonomisch attraktive Einspeisevergütung für feste Biomasseanlagen und für Biogasanlagen über den Brennstoffbonus ist zudem notwendig, da die beschränkten Mittel des Marktanzreizprogrammes zur Förderung erneuerbarer Energien (MAP) den politischen Zielvorgaben für einen adäquaten Marktausbau der Bioenergie im Strommarkt nicht gewährleisten können. Wirklich attraktive Einspeisevergütungen für Biogas im Strombereich würden es jedoch ermöglichen, auf Investitionszuschüsse durch das MAP

in diesem Marktsegment sukzessive zu verzichten und die dadurch freiwerdenden Mittel im MAP zielgerichtet für die Förderung der Bioenergie im Wärmemarkt einzusetzen.

Insgesamt ist bei der Ausgestaltung des Brennstoffbonus zur Gewährleistung einer kostengerechten Vergütung und zur Vermeidung von Unter- und Überförderungsständen eine differenzierte Vergütungsregelung für Biogas und feste Biomasse unbedingt notwendig, weil die Anforderungen für beide Bereiche sowohl nach Höhe des Bonus wie auch nach Staffelung nach Anlagengröße sehr unterschiedlich sind. Eine zielgenaue Festsetzung ist nur bei getrennter Festlegung für beide Bereiche wie folgt möglich.

#### **a.) Feste Biomasse:**

Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Die Befristung der Biomasseverordnung verhindert eine längerfristige Perspektive und damit eine kontinuierliche Technologieentwicklung. Sie ist baldmöglichst aufzuheben. Auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen und angesichts begrenzter Altholzverfügbarkeit ist kein "ungebremster" Zubau zu erwarten.

Der BBE fordert daher für die Energiegewinnung aus fester Biomasse

- eine deutliche Erhöhung des Brennstoffbonus nach folgender Staffelung: für Anlagen bis 2 MW + 8 Cent/kWh und für Anlagen bis 5 MW + 6 Cent/kWh; darüber hinaus für Anlagen bis 10 MW + 4 Cent/kWh und für Anlagen bis 20 MW + 2 Cent/kWh. Die Mobilisierung der immensen, bisher ungenutzten Waldholzpotenziale für die Stromgewinnung aus Biomasse erfordert eine andere Kostenstruktur in der Vergütungsregelung als die bisher in Biomassekraftwerken eingesetzten, mittlerweile aber mengenmäßig ausgeschöpften Altholzpotenziale. Nur mit einer Erhöhung des Brennstoffbonus in genannten Höhen können tatsächliche ökonomische Anreize zur Mobilisierung dieser ungenutzten Waldholzpotenziale (20 Mio. Festmeter pro Jahr an nachwachsender, ungenutzter und nicht nachgefragter Biomasse) gesetzt werden. Ein erhöhter Brennstoffbonus im unteren und im mittleren Leistungsbereich ist auch deshalb zu rechtfertigen, da diese Anlagengrößen für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) geeignet sind und somit ökonomische Anreize für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesetzt werden.
- dass der Brennstoffbonus für die feste Biomasse bei Einsatz von Mischfraktionen für die in § 8 (2) genannten Biomassen anteilig nach den eingesetzten Brennstoffmengen bezogen auf die Brennstoffwärmeleistung gewährt wird.

Mit der vorgeschlagenen Änderung vereinfacht sich die Handhabung des neuen EEG in Bezug auf die Nutzung naturbelassener Biomasse (insbesondere Waldholz) erheblich, da Kraftwerke, die ausschließlich und einzig nachwachsende Rohstoffe einsetzen, vermieden werden. In Folge dessen können immer alle regional verfügbaren Biomassen in Biomassekraftwerken eingesetzt werden und damit allen Nutzern offen stehen, was sonst nicht der Fall ist.

Die Nachweisfähigkeit für den Anteil naturbelassener Biomassen ist vollumfänglich gegeben: Jeder Betreiber eines Biomassekraftwerks - kleine wie große Anlagen - erhält i.d.R. die Biomasse von verschiedenen Vorlieferanten. Grundsätzlich alle Lieferungen werden buchungstechnisch (Lieferscheine, Wiegescheine, Brennstoffbuch)

erfasst. Einerseits schreiben dies die Genehmigungsaufgaben vor, andererseits ist dies aus abrechnungstechnischen Gründen zwingend notwendig. Diese Aufzeichnungen können zudem jährlich einem Wirtschaftsprüfer zum Testat und anschließend dem regionalen Verbundnetzbetreiber zur Abrechnung der eingespeisten Strommenge vorgelegt werden. Im übrigen legen wird in den Biomassekraftwerken täglich eine Brennstoffprobe zurückgelegt, um später ggf. den Nachweis gegenüber dem Lieferanten auf Fehllieferung führen zu können. Auch diese kann zum Brennstoffnachweis genutzt werden.

### **b.) Biogas:**

Der BBE fordert für Biogas eine deutliche Erhöhung des Brennstoffbonus von derzeit 2,5 Cent/kWh auf 6 Cent/kWh auch für Anlagen größer 500 kW bis 2 MW (s. a. Frage 10) . Mit dem Anbau von Energiepflanzen kann ein völlig neuer Markt mit riesigen Potenzialen für die Biogasnutzung erschlossen werden, dafür ist eine produktionskostendeckende Vergütungsstruktur in genannter Höhe jedoch zwingende Voraussetzung. Die Bonusvergütung für nachwachsende Rohstoffe steht in der vorgeschlagenen Höhe von 2,5 Cent je Kilowattstunde in keiner Relation zu den Mehrkosten für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen. Es muss hier klar hervorgehoben werden, dass nicht etwa eine einfache Anhebung der bestehenden Vergütung gefordert wird, sondern mit dem Energiepflanzenbonus erstmals eine kostendeckende Vergütung für die Ausschöpfung des bisher kaum genutzten Potentials der naturbelassenen bzw. gezielt zur energetischen Verwertung angebauten Biomasse gefordert wird. Sollte der Bonus für Energiepflanzen in der bisher vorgesehen Größenordnung von 2,5 Cent nicht erhöht werden, ist nicht mit einem substantziellen Ausbau der Nutzung von Energiepflanzen im Biogasbereich zu rechnen.

Die tatsächlichen Kosten für Anbau, Pflege, Ernte, Aufbereitung und Einsatz der rein landwirtschaftlichen Einsatzstoffe betragen, und dies ist in den einschlägigen Studien belegt, je nach Anlagengröße 6 - 8 Cent pro Kilowattstunde. Die im EEG-Gesetzesentwurf vorgeschlagenen 2,5 Cent/kWh resultieren aus einem Gutachten des Instituts für Energetik und Umwelt, Leipzig, das von einer marktfernen Annahme im Bereich der Tierbestände in den Betrieben ausgeht.

In diesem Gutachten wird zwar ebenso wie bei anderen Gutachten von Erzeugungskosten von 6-8 Cent/kWh der Energiepflanzen ausgegangen – es bestätigt also die Berechnungsansätze des BBE und auch aller anderen Gutachten zu diesem Thema. Allerdings wird fälschlicherweise ein Mischungsverhältnis der Einsatzstoffe Gülle und Energiepflanzen angenommen, das für Herstellung von Biogas in der Praxis nicht zutrifft. Dieses Mischungsverhältnis ist jedoch für die Landwirtschaftsstrukturentwicklung und dem entsprechenden Viehbesatz nicht repräsentativ. Zum Beispiel müsste ein Betrieb mit 100 kW Leistung laut Gutachten ca. 500 Stück Rindvieh halten um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Betriebe dieser Größenordnung sind in vielen Regionen Deutschlands kaum vorhanden.

Von daher wird der Energiepflanzenanteil in Biogasanlagen zukünftig weitaus höher sein und damit auch die notwendigen Produktionsmehrkosten (für Anbau, Pflege, Ernte, Aufbereitung und Nutzung) für den Energiepflanzenanbau (6 Ct/kWh). Die Notwendigkeit eines deutlich höheren Brennstoffbonus als die bisher geltenden 2,5 Ct/kWh wird durch andere Marktstudien (z.B. Fichtner-Gutachten) untermauert. Die Gewährung eines Brennstoffbonus für Biogasanlagen in genannten Höhen lässt sich auch durch die klima- und umweltrelevanten Zusatznutzen der Biogasnutzung rechtfertigen: die besonders

klimarelevanten Methanemissionen werden durch die Vergärung der Gülle in Biogasanlagen erheblich reduziert, zudem lassen sich land- und forstwirtschaftliche Stoffkreisläufe durch die Nutzung der Gärsubstrate aus Biogasanlagen als Düngemittel in idealer Weise schließen.

Das Ausschließlichkeitsprinzip des Brennstoffbonus nach § 8 (2) sollte für Biogasanlagen aus Praktikabilitätsgründen weiterhin gelten.

40. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Technologiebonus“ bewertet?

**Antwort: (s. auch SPD-Frage 12, analog)**

Grundsätzlich begrüßt der BBE den Technologiebonus.

Der BBE begrüßt ebenso den in § 8 (3) eingeführten KWK-Bonus. Der KWK-Bonus sollte aus Sicht des BBE jedoch additiv zu dem Innovationsbonus gewährt werden, da Anlagengrößen im unteren und mittleren Leistungsbereich für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) hervorragend geeignet sind und somit ein zusätzlicher ökonomischer Anreiz für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesetzt wird.

Neben den in § 8 (3) aufgeführten Technologien sollten auch Anlagen zur Gasaufbereitung auf Erdgasqualität durch den Innovationsbonus gefördert werden.

Aus Sicht der BBE sind der Innovationsbonus und KWK-Bonus darüber hinaus ebenso wie der Brennstoffbonus auch für Altanlagen zu gewähren, um innovative Pionierunternehmen nicht zu benachteiligen.

41. Welchen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es bei Biomasse/Biogas?

**Antwort**

**Derzeitige Lage der Forschung und Entwicklung im Bereich Bioenergie**

Verglichen mit anderen Ländern der EU und der Forschung in den konventionellen Energiebereichen, aber auch in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien - hier sind z.B. die Photovoltaik und die Solarthermie zu nennen - ist die deutsche Forschung im Bereich Bioenergie relativ unbedeutend. Die notwendige Aktivierung der Bioenergie-Potenziale unterbleibt so. Um eine bundesdeutsche Technologieführerschaft aufzubauen und dadurch Exportmärkte zu sichern und zu gewinnen, sind zukünftig erhebliche Anstrengungen in Forschung, Entwicklung und Demonstration dringend erforderlich.

Weder bei den Forschungseinrichtungen im Geschäftsbereich des Bundes noch bei den deutschen Universitäten oder anderen Einrichtungen der Bundesländer sind Institute vorhanden, die sich schwerpunktmäßig mit dem Anbau und der Nutzung von biogenen Energieträgern beschäftigen. Nur wenige wissenschaftliche Arbeitsgruppen sind in der Bioenergieforschung regelmäßig tätig. Eine Forschungstradition für Bioenergie, wie sie in Skandinavien, Österreich oder auch den Niederlanden vorhanden ist, gibt es in Deutschland nicht.

Nachteilig für die weitere technische Entwicklung bei der energetischen Nutzung von Biomasse ist auch die Struktur der Marktbeteiligten. Abgesehen von den Großanlagen zur Verstromung von Alt- und Restholz agieren am Markt kleine und kleinste Unternehmen, selten mittelständische Firmen, denen es sowohl an den finanziellen Möglichkeiten, als auch an Personal und Ausstattung fehlt, um insbesondere im mehr grundlagenorientierten Bereich eigenständige FuE-Projekte durchzuführen.

Die Gesamtschau bestehender Aktivitäten zeigt, dass für Forschung und Entwicklung im Bereich Bioenergie in Deutschland allenfalls embryonale Kapazitäten und Strukturen vorhanden sind und eine zukunftsorientierte Grundlagenforschung vollständig fehlt.

Nachteilig im Sinne einer erfolgsorientierten zielgerichteten Forschungsförderung wirkt sich die Zersplitterung der Förderaktivitäten der öffentlichen Hand aus. Zwar besteht für

den Bereich Bioenergie eine (theoretische) Aufteilung der Zuständigkeiten bei den Bundesressorts, in der Praxis ist die Förderung aber wenig geordnet. Neben dem eigentlich für Biomasse zuständigen BMVEL werden Projekte durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) sowie durch das Bundesministerium für Forschung und Bildung (BMBF) gefördert. Dabei wird für Dritte nicht immer deutlich, welche Strategie mit den jeweiligen Fördermaßnahmen verfolgt wird, eine koordinierte Gesamtstrategie der Bundesregierung wird derzeit nicht deutlich. Gerade die fehlende Grundlagenforschung macht sich unter den sich verschärfenden Bedingungen des Umweltschutzes schmerzlich bemerkbar.

Hinzu treten im Gegensatz zu den verbalen Bekundungen der Politik bezüglich der Unterstützung der Forschung und Entwicklung im Bereich Bioenergie Kürzungen bei der Förderung. Die staatliche FuE-Förderung ist bei der Bioenergie gering. Die Bioenergieforschung stützt sich im wesentlichen auf das Nachwachsende Rohstoff-Förderprogramm des BMVEL ab, welches für das Haushaltsjahr 2004 um 1/3 auf 19,5 Mio. € gekürzt wurde, wobei dieser Ansatz für die Förderung von Bioenergievorhaben nicht insgesamt zu Verfügung steht, da auch Projekte zur stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe bzw. Öffentlichkeitsarbeit aus diesen Mittel gefördert werden. Insgesamt stehen einer Förderung von FuE im Bereich Photovoltaik von 331,17 Mio. € im Zeitraum von 1993 bis 2002 nur Aufwendungen für FuE- bei Bioenergie in Höhe von 34,47 Mio. € gegenüber. Ebenso wurden 2002 deutlich mehr Mittel für FuE zur Offshore-Windkraft (11,01 Mio. €) als für Bioenergie (6,63 Mio. €) durch den Bund verausgabt. Hinzu kommt, dass eine bei knappen Finanzmitteln gebotene Schwerpunktsetzung nicht erfolgt. Die technische Entwicklung im Bereich Bioenergie stagniert daher. Um die vielfältigen Möglichkeiten, die die Bioenergie bietet, nutzen zu können, ist eine drastische Steigerung der öffentlichen Förderung von Forschung-, Entwicklung und Demonstration dringend angezeigt.

### **Notwendige Maßnahmen in der Forschung und Entwicklung für die Bioenergie**

Um der Bioenergie einen ihrem Potenzial und den politischen Bekundungen entsprechenden Platz im Konzert der erneuerbaren Energien zu sichern, ist eine Trendumkehr unabdingbar. Der verbalen Unterstützung der Bioenergie müssen zukünftig Taten folgen. Dabei werden folgende Maßnahmen für vordringlich gehalten:

**Übergeordnete Koordination aller Tätigkeiten** (Grundlagenforschung, industrielle Forschung, vorwettbewerbliche Entwicklung, Demonstrations- und Pilotanlagen, Markteinführung) für die Forschung und Förderung der Bioenergie.

Schaffung eines **eigenständigen, entsprechend ausgestatteten Förderprogramms für Bioenergie**. Alle Bereiche von der Grundlagenforschung bis zu Demonstrations- und Pilotprojekten sind in dieses Programm aufzunehmen.

**Zurücknahme der Kürzungen** im Förderprogramm des BMVEL, Mittelansatz ist mindestens auf das alte Niveau (26 Mio. €) zu erhöhen.

**Verbesserung der Koordination**, Kooperation und Abstimmung zwischen dem Bund und den Bundesländern, insbesondere verbesserte gegenseitige Information über Fördermaßnahmen im Bereich Bioenergie. Aufbau einer gemeinsamen Förderdatenbank des Bundes und der Länder.

**Stärkung der deutschen Bioenergie-Forschungslandschaft.**

Der detaillierte Forschungsbedarf wird vom Bundesverband BioEnergie (BBE) gegenwärtig erarbeitet und nach Fertigstellung der Politik zugeleitet.

42. Wie werden Kleine und Große Wasserkraft hinsichtlich ihrer Effizienz und ihrer ökologischen Auswirkungen bewertet?

**Antwort:**

43. Welcher Stellenwert wird der hohen Stetigkeit der Wasserkraft bei der Stromproduktion im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien beigemessen?

**Antwort:**

44. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einbeziehung der großen Wasserkraft in die EEG-Förderung bewertet?

**Antwort:**

45. Ist eine Realisierung der Vorhaben im Bereich Großer Wasserkraftanlagen bis zum 31.12.2012 möglich?

**Antwort:**

46. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent realisierbar?

**Antwort:**

47. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen naturschutzrechtlichen Vorgaben bewertet?

**Antwort:**

48. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Begrenzung des Förderzeitraums bei Anlagen bis 5 MW auf 20 Jahre und über 5 MW auf 15 Jahre bewertet?

**Antwort:**

49. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze bei der Kleinen und Großen Wasserkraft bewertet?

**Antwort:**

50. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einführung von Degressionsschritten bei der Kleinen Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW) mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

**Antwort:**

51. Wie viele Unternehmen haben bislang die Härtefallregelung in Anspruch genommen?

**Antwort:**

52. Wie viele Unternehmen werden von der im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelung profitieren können?

**Antwort:**

53. Wie hoch wird der finanzielle und organisatorische Aufwand der Unternehmer für die Inanspruchnahme der Regelung eingeschätzt?

**Antwort:**

54. Wie hoch wird das Volumen der Entlastung für die Unternehmer, die die Härtefallregelung in Anspruch nehmen, eingeschätzt?

**Antwort:**

55. Wie wird die Ausgestaltung der Regelung im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen bewertet?

**Antwort:**

56. Welche Auswirkungen haben die erneuerbaren Energien auf die Stabilität bzw. Ausbau der Stromnetze und damit auf die Versorgungssicherheit in Deutschland?

**Antwort:**

57. Stellt § 14 EEG auch weiterhin sicher, dass Strom, der in Arealnetzen erzeugt und verbraucht wird, von der EEG-Umlage befreit ist?

**Antwort:**

58. Welche Netzkosten sind durch die erneuerbaren Energien im Hinblick auf den Netzausbau bislang entstanden?

**Antwort:**

59. Welche Auswirkungen auf die Netzkosten hätte eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 % bis zum Jahr 2020?

**Antwort:**

60. Wie hoch werden die Kosten und das Volumen der Regelernergie eingeschätzt?

**Antwort:**

61. Wie wird die Entwicklung der Regelergiekosten und des -volumens bewertet?

**Antwort:**

62. Wie wird beurteilt, dass die Regelergiekosten nur die betroffenen Unternehmen zu tragen haben, aber kein bundesweiter Ausgleich stattfindet?

**Antwort:**

63. Werden im EEG Netzausbau- und Regelergiekosten verursachungsgemäß zugerechnet? Wenn nein, wie könnte eine gesetzliche Regelung aussehen?

**Antwort:**

64. Werden durch einen Ausbau der Windkraft weitere Freileitungstrassen benötigt? Falls ja, in welchem Umfang?

**Antwort:**

65. Wie hoch ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Geothermie in Deutschland?

**Antwort:**

66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?

**Antwort:**

67. Sind die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze ausreichend, diese Potenziale zu erschließen?

**Antwort:**

68. Gibt es neben der EEG-Förderung weitere, bessere Möglichkeiten die Potenziale im Bereich der Geothermie zu erschließen?

**Antwort:**

69. Kann durch die neue Regelung zum Erfahrungsbericht im Gesetzentwurf, wonach er bis zum 31. Dezember 2007 und dann nur noch alle vier Jahre vorgelegt werden soll, noch in ausreichendem Maße auf alle positiven wie auch negativen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien reagiert werden?

70. Welche Konsequenzen aus dem Erfahrungsbericht wurden konkret im vorliegenden Gesetzesentwurf gezogen?

---

## Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. Sind die Ausbauziele 12,5 % bis 2010 und 20 % bis 2020 realisierbar?

**Antwort:**

2. Entsprechen diese Ausbauziele den Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung insbesondere mit Blick auf einen wirksamen Klimaschutz?

**Antwort:**

3. Wird mit dem Entwurf die EU-Richtlinie vollständig umgesetzt?

**Antwort:**

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

**Antwort:**

5. Steht Deutschland mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien im internationalen Vergleich allein da?

6. Welche Erfahrungen wurden mit Ausschreibungsmodellen oder anderen Modellen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht?

**Antwort:**



7. Welche wirtschaftliche Entwicklung zeichnet sich im Bereich der Windenergie für die nächsten Jahre ab?

**Antwort:**

8. Welche Auswirkungen hat die in § 10, 4 vorgesehene 65%-Regelung in Kombination mit der Kürzung der Vergütung und der Erhöhung der Degression für die Windindustrie?

**Antwort:**

9. Wie bewerten Sie die 65%-Regelung grundsätzlich? Wie viel Prozent der für die nächsten Jahre projektierten Anlagen wäre davon betroffen? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie? Sollte eine Übergangsregelung dazu eingeführt werden, um die Planungssicherheit zu erhöhen? Falls ja, wie lange sollte diese sein?

**Antwort:**

10. Sind die Verbesserungen der Vergütungen für die Realisierung des Zukunftsmarktes Offshore-Windenergie hinreichend?

**Antwort:**

11. Ist es sinnvoll, schon zu Beginn der Offshore-Entwicklung Anreize zu setzen, besonders küstenferne Gebiete mit großen Wassertiefen zu erschließen?

**Antwort:**

12. Wie ist die künftige Planung von Offshore-Anlagen im Hinblick auf die Belange des Naturschutzes und des Vogelschutzes zu bewerten? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Wirkung bereits bestehender Regelungen des Genehmigungsverfahrens? Ist der generelle Ausschluss von Natura 2000-Gebieten sachgerecht?

**Antwort:**

13. Welche Effekte sind mit der Regelung zum Repowering in diesem Bereich zu erwarten?

**Antwort:**

14. Welche Auswirkungen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres und welche Auswirkungen hätte eine Verschiebung des Einsetzens der Degression jeweils zum 1. Juli eines Jahres für die Windindustrie?

### zu III. Bioenergien

15. Wie ist die wirtschaftliche Entwicklung im Bereich der Bioenergien in den letzten Jahren zu kennzeichnen?

**Antwort: (s. auch CDU/CSU-Frage 33)**

Die wirtschaftliche Entwicklung der Bioenergie und die zukünftigen Wachstumschancen stellen sich in den einzelnen Marktsegmenten wie folgt dar:

#### **Wirtschaftsfaktor BioEnergie – Multitalent zur Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoffen**

- 2,45 Mrd. € Jahresumsatz der Branche in Deutschland in 2001

- Investitionsvolumen im Bereich Bioenergie in 2001: 1.4 Mrd. €
- ca. 50.000 Beschäftigte, erwarteter Zuwachs: bis 2030: + 500.000 Beschäftigte bei einem offensiven Bioenergieausbau
- Gesamtanteil der Bioenergie am Primärenergieverbrauch: 1,78 % (davon 0,3 % Marktanteil am Strommarkt, 3,7 % am Wärmemarkt und 0,8 % am Kraftstoffmarkt)
- Multitalent "Bioenergie" ist der größte Wachstumsmarkt unter den erneuerbaren Energien
- riesige Exportchancen weltweit, da Biomasse in allen Regionen verfügbar und als Bioenergie nutzbar, ähnliche Exportquoten wie bei Windenergie erwartbar (25 bis 70 %)
- CO<sub>2</sub>-Einsparung durch Bioenergie in 2002: 17,7 Mio. t/a, in 2010: 85 Mio. t/a

### **Bioenergie auf dem Strommarkt**

- nach EEG-Erfahrungsbericht: 1.400 Mio. kWh Strom aus Biomasse in 2001, d.h. 0,3 % des deutschen Stromverbrauchs
- 475 MW installierte Leistung bei der festen Biomasse (insb. Holz), erwarteter Ausbau bis 2004 auf bis zu 700 MW
- 280 MW installierte Leistung bei Biogas, davon in 2001 85 MW Zubauleistung, insgesamt 2000 Biogasanlagen in 2003 in Deutschland, bis 2004 weitere 100 MW zusätzliche Leistung prognostiziert bei einem wirtschaftlichen Energiepflanzenbonus
- Stromerzeugung aus flüssigen Bioenergieträgern nur marginale Bedeutung: 0,3 % am gesamten Biomassestrom
- EEG-Gesamtvergütung für Biomassestrom in 2002: 132 Mio. €

### **Bioenergie auf dem Wärmemarkt**

- Anteil der Bioenergie am Endenergieverbrauch für die Wärmeerzeugung: 3,7 %
- ca. 7 Mio. Kleinfeuerungsanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 50.000 MW: 2,6 Mio. Kaminöfen, 2,5 Mio. Heizkamine/offene Kamine und 1,8 Mio. Kachelöfen, dazu 8.700 installierte Pelletsanlagen in 2001, Marktpotenzial für weitere 50.000 Pelletsanlagen bis 2006
- Biomasseheizwerke > 1 MW: ca. 1.000 Anlagen

### **Bioenergie auf dem Kraftstoffmarkt:**

- Anteil der Biokraftstoffe (fast ausschließlich Biodiesel) am Kraftstoffbedarf im Verkehr: 0,8 %
- Biodieselabsatz in 2001: 450.000 t, für 2002: 730.000 t, für 2003 erwartet: 1,1 Mio. t
- EU-Biokraftstoffrichtlinien fördert zukünftig gesamte Palette der Biokraftstoffe (Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl, Biogas, synthetische Biokraftstoffe, Wasserstoff aus Biomasse etc.) mit vorgeschriebenen Mengenanteilen am Kraftstoffmarkt, bis 2005: 2 %, bis 2010: 5,75 %

### **Wachstumspotenziale der Bioenergie:**

- bis zum Jahre 2030 bis zu 500.000 neue, zusätzliche Arbeitsplätze durch einen offensiven Bioenergieausbau möglich
- Strom- und Wärmemarkt: 13.800 MW<sub>el</sub> als technisches Nutzungspotenzial durch feste Reststoffe, Energiepflanzen und Vergärung organischer Reststoffe, zukünftig riesige ungenutzte Biomassepotenziale mobilisierbar
- Gesamtpotenzial der Stromerzeugung: 80-140 TWh/a für biogene Festbrennstoffe, 37-49 TWh/a für Biogasnutzung und 9,5-24,3 TWh/a für Biotreibstoffe als technische Endenergiepotenziale
- Gesamtpotenzial der Wärmeerzeugung: ca. 160 TWh/a

- Biokraftstoffe: bei Umsetzung der Zielvorgaben der EU-Biokraftstoffrichtlinien: 1,2 Mio. t Biokraftstoffe in 2005 und von 3,2 Mio. t Biokraftstoffen im 2010

Die über zwei Jahre andauernde Novellierungsdiskussion zum EEG hat aufgrund der fehlenden Planungssicherheit zu einer starken Verunsicherung im Markt geführt. Im Biogassektor resultiert hieraus ein Investitionsstau, der insbesondere für kleine Unternehmen existenzbedrohlich ist. Bei der festen Biomasse wird die eingespeiste Strommenge in den nächsten Monaten durch die Inbetriebnahme weiterer großer Anlagen zwar deutlich zunehmen. Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind jedoch bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Ohne eine zügige, an den Möglichkeiten der Biomasseanlagen ausgerichtete Gesetzesnovellierung wird der Ausbau zum Erliegen kommen.

16. Welche Auswirkungen werden die im Gesetzentwurf vorgesehene Kürzung der Vergütungsdauer auf 15 Jahre sowie die Verdopplung der Degression auf die Entwicklung haben? Sind diese Maßnahmen mit dem Ziel einer stärkeren Ausschöpfung der Bioenergie-Potenziale vereinbar?

**Antwort:**

Die grundsätzlich im EEG-Gesetzesentwurf zu begrüßenden Verbesserungen für die Bioenergie durch die neue Vergütungsstufe sowie den Brennstoff- und Innovationsbonus in ihrer Grundausrichtung werden durch die Steigerung der Degressionsrate von 1 % auf 2 % und vor allem durch die einseitige und nicht nachvollziehbare Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre teilweise mehr als überkompensiert. Für Referenzanlagen von 500 kW und 5 MW ergibt sich so z.B. selbst mit Einbezug des Brennstoffbonus durch die Förderzeitverkürzung um 5 Jahre in der Gesamtvergütung der Anlagen über den gesamten Förderzeitraum eine Schlechterstellung gegenüber der bisherigen EEG-Regelung. Für eine 20 MW-Referenzanlage ergibt sich selbst mit Brennstoff- und Innovationsbonus eine Schlechterstellung gegenüber der bisherigen Regelung. Eine 150 KW-Referenzanlage (Biogas) würde zwar mit dem Brennstoffbonus gegenüber dem bisherigen Status-Quo bessergestellt, diese Besserstellung wird in der Höhe aber keinesfalls ausreichend sein, um eine kostendeckende Produktion und Nutzung der durch den Brennstoffbonus bevorzugten Biomassen zu gewährleisten. Daher ist unbedingt eine Wiederherstellung des Förderzeitraumes für Bioenergieanlagen auf 20 Jahre und des Degressionssatzes für Neuanlagen von 1 % erforderlich.

Bioenergieanlagen haben einen vergleichsweise hohen Anteil von Stahl- bzw. Betonbau in den Baukosten. Daraus ergibt sich, anders als im klassischen Anlagenbau, in der Regel eine technische Lebensdauer von deutlich über 15 Jahren. Entsprechend sind auch die Finanzierungs- und Abschreibungszeiträume, die den Gesamtkostenrechnungen zugrunde liegen, länger. Eine Verkürzung des Förderzeitraumes kann deshalb eine Verminderung der Rendite um 3-8 Prozentpunkte bewirken und den Bau der betroffenen Anlagen verhindern.

Die Kreditlaufzeit beträgt bei großen Anlagen bereits bis zu 15 Jahre (bei kleinen Anlagen entsprechend länger). Bei einer Förderung von lediglich 15 Jahren gehen die bankseitig notwendigen Projektreserven auf der Zeitachse verloren; die Finanzierbarkeit wird nahezu unmöglich. Gerade bei land- und forstwirtschaftlichen Betrieben mit knappen Kapitalressourcen spielt dies eine große Rolle. Im übrigen steht diese Regelung auch im Widerspruch zu bundeseigenen Förderprogramme (z.B. der Kreditanstalt für Wiederaufbau), die Finanzierungen mit einer Laufzeit von bis zu 20 Jahren anbieten.

Neu (z.B. in 2005) in Betrieb genommene Anlagen stehen ab dem 16. Betriebsjahr bis zu 4 Jahre im Wettbewerb um Biomasse und werden dann im Vergleich zu älteren Anlagen einen schlechteren Preis für Biomasse zahlen, was einen gravierenden Wettbewerbsnachteil darstellt.

Die vorgesehene Erhöhung der Degression von 1 auf 2 % führt in Verbindung mit einer inflationsbedingten Kostensteigerung von 1,5 bis 2 % zu einer jährlichen Degressionsrate von 3,5 bis 4 %. In drei Jahren müsste damit ein Kostensenkungspotential von über 10 % realisiert werden; nach 10 Jahren muss Strom aus Biomasse bereits 35 % günstiger zu erzeugen sein als heute. Bei einem Prozent festgelegter Degressionsrate liegt der Kostensenkungszwang nach 10 Jahren bei 25 % - aus der Sicht des Bundesverband BioEnergie (BBE) ein sehr ehrgeiziges Ziel. Die Verdopplung der Degressionsrate kann auch vor dem Hintergrund weiterhin wachsender Auflagen für die Errichtung von Bioenergieanlagen aus fachlicher Sicht nicht begründet werden und spiegelt nicht die tatsächlichen Kostensenkungspotentiale wieder. Daher fordert der Bundesverband BioEnergie (BBE) die Wiederherstellung der bisherigen jährlichen Degressionsrate von 1 %. Eine Kostendegression von mehr als 1 % gibt der Markt und der technische Fortschritt nicht her.

Daher ist unbedingt eine Wiederherstellung des Förderzeitraumes für Bioenergieanlagen auf 20 Jahre und des Degressionssatzes für Neuanlagen von 1 % erforderlich. Die gleiche Problematik und Forderung ergibt sich auch für Klär- und Deponiegasanlagen. Die Nachteile werden hier sogar noch durch verschlechterte zukünftige Einsatzbedingungen verschärft. Daher ist zudem eine deutliche Erhöhung der Vergütung für Anlagen nach § 7 des EEG-Gesetzesentwurfes erforderlich.

17. Wo liegen die durch das EEG bisher noch nicht nutzbar gemachten Potenziale der Bioenergien? Wie können Sie nutzbar gemacht werden?

**Antwort:**

Die bisher noch nicht nutzbar gemachten Potenziale der Bioenergie konzentrieren sich im wesentlichen auf zwei Biomasserohstoffe: Die Vielfalt von Energiepflanzen und die Waldholzpotenziale:

a.) Mit dem Anbau von Energiepflanzen kann ein völlig neuer Markt mit riesigen Potenzialen unter anderem für die Biogasnutzung erschlossen werden, dafür ist eine produktionskostendeckende Vergütungsstruktur in genannter Höhe jedoch zwingende Voraussetzung (im Detail s. hierzu Frage 18).

b.) Die Mobilisierung der immensen, bisher ungenutzten Waldholzpotenziale für die Stromgewinnung aus Biomasse erfordert eine andere Kostenstruktur in der Vergütungsregelung als die bisher in Biomassekraftwerken eingesetzten, mittlerweile aber mengenmäßig ausgeschöpften Altholzpotenziale. Nur mit einer deutlichen Erhöhung des Brennstoffbonus in genannten Höhen können tatsächliche ökonomische Anreize zur Mobilisierung dieser ungenutzten Waldholzpotenziale (20 Mio. Festmeter pro Jahr an nachwachsender, ungenutzter und nicht nachgefragter Biomasse) gesetzt werden (im Detail s. hierzu Frage 18).

18. Wie sollte der Bonus für nachwachsende Rohstoffe ausgestaltet sein, damit das Ziel der Ausschöpfung des Potenzials von u.a. Energiepflanzen erreicht wird?

## Antwort:

Der Brennstoffbonus ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ist die Höhe des Brennstoffbonus noch nicht ausreichend für die kostendeckende Nutzung und Erschließung der bisher ungenutzten, großen Marktpotenziale von Energiepflanzen und Waldholz und muss daher sowohl für feste Biomasseanlagen als auch für Biogasanlagen deutlich nachgebessert werden.

Zudem fordert der BBE zur Vereinfachung und Verringerung des Regelaufwandes des EEG und zur Reduzierung der EEG-Folgekosten das vorgesehene Ausschließlichkeitsprinzip des Brennstoffbonus nach § 8 (2) für feste Biomassen aufzuheben. Die vorgesehene Regelung ist ein neues Hemmnis und als dieses wettbewerbsverzerrend, praxisfremd, kostentreibend und zusätzliche Transportemissionen verursachend. Nach Abschätzungen des BBE-Mitgliedsunternehmens, der MVV Energie AG, können mit dieser Vereinfachung für nachwachsende Biomassen EEG-Kosten mittelfristig von bis zu 100 Mio. € pro Jahr vermieden werden.

Bezüglich der Definition des Brennstoffbonus fordert der BBE eine Präzisierung und Ausweitung des Brennstoffbonus in § 8 (2) wie folgt:

Die Mindestvergütung nach Abs. 1 Nr. 1 bis 3 erhöhen sich um jeweils ... Cent pro Kilowattstunde (zur konkreten Höhe des Brennstoffbonus für feste Biomasse und Biogas s. weiter unten), wenn

1. der Strom

a) aus Pflanzen ...

b) Gülle ...

c) Bioabfällen pflanzlicher Herkunft, die aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieben stammen. Als Bioabfälle aus dem der Biomasseanlage zuzuordnenden landwirtschaftlichen Betrieb stammend, gelten auch Bioabfälle pflanzlicher Herkunft, die bei der gemeinschaftlichen Verarbeitung in landwirtschaftlichen Erzeugerzusammenschlüssen anfallen und anteilig durch die einzelnen Erzeuger zurückgenommen werden.

d) aus Mischungen der Stoffgruppen a) bis c) gewonnen wird,

Eine ökonomisch attraktive Einspeisevergütung für feste Biomasseanlagen und für Biogasanlagen über den Brennstoffbonus ist zudem notwendig, da die beschränkten Mittel des Marktanreizprogrammes zur Förderung erneuerbarer Energien (MAP) den politischen Zielvorgaben für einen adäquaten Marktausbau der Bioenergie im Strommarkt nicht gewährleisten können. Wirklich attraktive Einspeisevergütungen für Biogas im Strombereich würden es jedoch ermöglichen, auf Investitionszuschüsse durch das MAP in diesem Marktsegment sukzessive zu verzichten und die dadurch freiwerdenden Mittel im MAP zielgerichtet für die Förderung der Bioenergie im Wärmemarkt einzusetzen.

Insgesamt ist bei der Ausgestaltung des Brennstoffbonus zur Gewährleistung einer kostengerechten Vergütung und zur Vermeidung von Unter- und Überförderungsstatbeständen eine differenzierte Vergütungsregelung für Biogas und feste Biomasse unbedingt notwendig, weil die Anforderungen für beide Bereiche sowohl nach Höhe des Bonus wie auch nach Staffelung nach Anlagengröße sehr unterschiedlich sind. Eine ziel-

genaue Festsetzung ist nur bei getrennter Festlegung für beide Bereiche wie folgt möglich.

#### **a.) Feste Biomasse:**

Da die Biomasseverordnung eine Befristung zur Genehmigung für Altholzanlagen zum 21.06.2004 enthält, sind bereits heute keine neuen Projekte mehr zu verzeichnen. Die Befristung der Biomasseverordnung verhindert eine längerfristige Perspektive und damit eine kontinuierliche Technologieentwicklung. Sie ist baldmöglichst aufzuheben. Auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen und angesichts begrenzter Altholzverfügbarkeit ist kein "ungebremster" Zubau zu erwarten.

Der BBE fordert daher für die Energiegewinnung aus fester Biomasse

- eine deutliche Erhöhung des Brennstoffbonus nach folgender Staffelung: für Anlagen bis 2 MW + 8 Cent/kWh und für Anlagen bis 5 MW + 6 Cent/kWh; darüber hinaus für Anlagen bis 10 MW + 4 Cent/kWh und für Anlagen bis 20 MW + 2 Cent/kWh. Die Mobilisierung der immensen, bisher ungenutzten Walholzpotenziale für die Stromgewinnung aus Biomasse erfordert eine andere Kostenstruktur in der Vergütungsregelung als die bisher in Biomassekraftwerken eingesetzten, mittlerweile aber mengenmäßig ausgeschöpften Altholzpotenziale. Nur mit einer Erhöhung des Brennstoffbonus in genannten Höhen können tatsächliche ökonomische Anreize zur Mobilisierung dieser ungenutzten Waldholzpotenziale (20 Mio. Festmeter pro Jahr an nachwachsender, ungenutzter und nicht nachgefragter Biomasse) gesetzt werden. Ein erhöhter Brennstoffbonus im unteren und im mittleren Leistungsbereich ist auch deshalb zu rechtfertigen, da diese Anlagengrößen für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) geeignet sind und somit ökonomische Anreize für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesetzt werden.
- dass der Brennstoffbonus für die feste Biomasse bei Einsatz von Mischfraktionen für die in § 8 (2) genannten Biomassen anteilig nach den eingesetzten Brennstoffmengen bezogen auf die Brennstoffwärmeleistung gewährt wird.

Mit der vorgeschlagenen Änderung vereinfacht sich die Handhabung des neuen EEG in Bezug auf die Nutzung naturbelassener Biomasse (insbesondere Waldholz) erheblich, da Kraftwerke, die ausschließlich und einzig nachwachsende Rohstoffe einsetzen, vermieden werden. In Folge dessen können immer alle regional verfügbaren Biomassen in Biomassekraftwerken eingesetzt werden und damit allen Nutzern offen stehen, was sonst nicht der Fall ist.

Die Nachweisfähigkeit für den Anteil naturbelassener Biomassen ist vollumfänglich gegeben: Jeder Betreiber eines Biomassekraftwerks - kleine wie große Anlagen - erhält i.d.R. die Biomasse von verschiedenen Vorlieferanten. Grundsätzlich alle Lieferungen werden buchungstechnisch (Lieferscheine, Wiegescheine, Brennstoffbuch) erfasst. Einerseits schreiben dies die Genehmigungsaufgaben vor, andererseits ist dies aus abrechnungstechnischen Gründen zwingend notwendig. Diese Aufzeichnungen können zudem jährlich einem Wirtschaftsprüfer zum Testat und anschließend dem regionalen Verbundnetzbetreiber zur Abrechnung der eingespeisten Strommenge vorgelegt werden. Im übrigen legen wird in den Biomassekraftwerken täglich eine Brennstoffprobe zurückgelegt, um später ggf. den Nachweis gegenüber dem Lieferanten auf Fehllieferung führen zu können. Auch diese kann zum Brennstoffnachweis genutzt werden.

## **b.) Biogas:**

Der BBE fordert für Biogas eine deutliche Erhöhung des Brennstoffbonus von derzeit 2,5 Cent/kWh auf 6 Cent/kWh auch für Anlagen größer 500 kW bis 2 MW (s. a. Frage 10) . Mit dem Anbau von Energiepflanzen kann ein völlig neuer Markt mit riesigen Potenzialen für die Biogasnutzung erschlossen werden, dafür ist eine produktionskostendeckende Vergütungsstruktur in genannter Höhe jedoch zwingende Voraussetzung. Die Bonusvergütung für nachwachsende Rohstoffe steht in der vorgeschlagenen Höhe von 2,5 Cent je Kilowattstunde in keiner Relation zu den Mehrkosten für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen. Es muss hier klar hervorgehoben werden, dass nicht etwa eine einfache Anhebung der bestehenden Vergütung gefordert wird, sondern mit dem Energiepflanzenbonus erstmals eine kostendeckende Vergütung für die Ausschöpfung des bisher kaum genutzten Potentials der naturbelassenen bzw. gezielt zur energetischen Verwertung angebauten Biomasse gefordert wird. Sollte der Bonus für Energiepflanzen in der bisher vorgesehen Größenordnung von 2,5 Cent nicht erhöht werden, ist nicht mit einem substantiellen Ausbau der Nutzung von Energiepflanzen im Biogasbereich zu rechnen.

Die tatsächlichen Kosten für Anbau, Pflege, Ernte, Aufbereitung und Einsatz der rein landwirtschaftlichen Einsatzstoffe betragen, und dies ist in den einschlägigen Studien belegt, je nach Anlagengröße 6 - 8 Cent pro Kilowattstunde. Die im EEG-Gesetzesentwurf vorgeschlagenen 2,5 Cent/kWh resultieren aus einem Gutachten des Instituts für Energetik und Umwelt, Leipzig, das von einer marktfernen Annahme im Bereich der Tierbestände in den Betrieben ausgeht.

In diesem Gutachten wird zwar ebenso wie bei anderen Gutachten von Erzeugungskosten von 6-8 Cent/kWh der Energiepflanzen ausgegangen – es bestätigt also die Berechnungsansätze des BBE und auch aller anderen Gutachten zu diesem Thema. Allerdings wird fälschlicherweise ein Mischungsverhältnis der Einsatzstoffe Gülle und Energiepflanzen angenommen, das für Herstellung von Biogas in der Praxis nicht zutrifft. Dieses Mischungsverhältnis ist jedoch für die Landwirtschaftsstrukturentwicklung und dem entsprechenden Viehbesatz nicht repräsentativ. Zum Beispiel müsste ein Betrieb mit 100 kW Leistung laut Gutachten ca. 500 Stück Rindvieh halten um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Betriebe dieser Größenordnung sind in vielen Regionen Deutschlands kaum vorhanden.

Von daher wird der Energiepflanzenanteil in Biogasanlagen zukünftig weitaus höher sein und damit auch die notwendigen Produktionsmehrkosten (für Anbau, Pflege, Ernte, Aufbereitung und Nutzung) für den Energiepflanzenanbau (6 Ct/kWh). Die Notwendigkeit eines deutlich höheren Brennstoffbonus als die bisher geltenden 2,5 Ct/kWh wird durch andere Marktstudien (z.B. Fichtner-Gutachten) untermauert. Die Gewährung eines Brennstoffbonus für Biogasanlagen in genannten Höhen lässt sich auch durch die klima- und umweltrelevanten Zusatznutzen der Biogasnutzung rechtfertigen: die besonders klimarelevanten Methanemissionen werden durch die Vergärung der Gülle in Biogasanlagen erheblich reduziert, zudem lassen sich land- und forstwirtschaftliche Stoffkreisläufe durch die Nutzung der Gärsubstrate aus Biogasanlagen als Düngemittel in idealer Weise schließen.

Das Ausschließlichkeitsprinzip des Brennstoffbonus nach § 8 (2) sollte für Biogasanlagen aus Praktikabilitätsgründen weiterhin gelten.

19. Welche Effizienzverbesserungen sind im Bereich der Bioenergien in den nächsten Jahren zu erwarten? Ist es sachgerecht innovative Technologien durch einen Technologiebonus zu fördern? Welche Technologien sollten darüber wie gefördert werden?

**Antwort: (s.a CDU/CSU-Frage 34 und SPD-Frage 12)**

Angesichts der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage in dieser Allgemeinheit kaum beantworten.

Durch eine vom EEG ausgelöste forcierte Technologieentwicklung werden derzeit einige erfolgversprechende Umwandlungstechnologien um die Nutzung von Biomasse erweitert. Erste Anwendungen von Brennstoffzellen und Gasturbinen zeigen zukunftsweisende Ansätze zur Nutzung von Biomasse im kleineren Leistungsbereich. Auch die sich noch im Anfang befindende Entwicklung der Biomassevergasung bietet Potenziale zur Verbesserung der Wirkungsgrade.

Konkret für Biogasanlagen: Bei einem substanziellen Ausbau der Biogaserzeugung aus Energiepflanzen ist in den nächsten Jahren eine Steigerung der Effizienz zu erwarten. Hierbei werden höhere Stückzahlen im Anlagenbau, der Zuchtfortschritt, optimierte Anbauverfahren und eine verbesserte Kontrolle und Steuerung des biologischen Prozesses die Schlüsselfunktionen übernehmen. Zukünftig kann also damit gerechnet werden, dass Biogasstrom kostengünstiger erzeugt werden kann, als das heute der Fall ist. Da bereits heute die Stromgestehungskosten aus Biogas je nach Einsatzstoff zwischen 10 und 18 Ct / kWh liegen, ist schon mittelfristig mit einer Wettbewerbsfähigkeit von Strom aus Biogas zu rechnen.

Das EEG ist ein wesentliches Element einer nachhaltigen Technologie- und Innovationspolitik. Der BBE begrüßt den Ansatz einer gezielten Förderung innovativer Technologien. Der vorgeschlagene Technologiebonus bietet jedoch nur ungenügende Anreize für Investoren, um den Markteintritt innovativer Technologien beschleunigen zu können. Leistungsgrenzen wie in § 8 Abs. 3 reduzieren die Wirkung des Instruments zusätzlich. Das EEG alleine kann nicht die Voraussetzungen für einen Markteintritt bspw. der Brennstoffzelle schaffen. Ergänzend zum EEG sind deshalb gezielte Maßnahmen für die breite Markteinführung innovativer Technologien erforderlich.

Bei der Nutzung von Deponie-, Klär- und Grubengas sind neben Brennstoffzellen auch Gasturbinen zu berücksichtigen. Derzeit gibt es mehrere Pilotprojekte zum Einsatz von Mikro-Gasturbinen im Leistungsbereich unter 100 kW. Sie bieten insbesondere die Möglichkeit der Nutzung methanarmer Gase, die bisher ungenutzt abgefackelt werden.

20. Ist ein Anreiz für den verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung sachgerecht? Wie sollte er ausgestaltet sein?

**Antwort: (s. auch SPD-Frage 10)**

Der BBE begrüßt den in § 8 (3) eingeführten KWK-Bonus. Der KWK-Bonus sollte aus Sicht des BBE jedoch additiv zu dem Innovationsbonus gewährt werden, da Anlagengrößen im unteren und mittleren Leistungsbereich für eine kombinierte Kraft-Wärme-Nutzung (z.B. in Kommunen) hervorragend geeignet sind und somit ein zusätzlicher ökonomischer Anreiz für eine gesteigerte Energieeffizienz durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesetzt wird. In vielen Fällen scheitert die ökologisch sinnvolle Wärmenutzung an den Kosten für den Bau und den Betrieb der erforderlichen Wärmenetze. Hier könnte ein additiver KWK-Bonus einen Anreiz bieten.

Aus Sicht der BBE ist der Innovations- und KWK-Bonus darüber hinaus ebenso wie der Brennstoffbonus auch für Altanlagen zu gewähren, um innovative Pionierunternehmen nicht zu benachteiligen.



21. Wie ist die Entwicklung im Bereich kleiner Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren zu kennzeichnen? Welches Potenzial steht hier zukünftig noch zur Verfügung?

**Antwort:**

22. Wie ist die Begrenzung der Vergütungsdauer und die eingeführte Degression im Zusammenhang mit den neuen Anforderungen hinsichtlich des Naturschutzes zu bewerten?

**Antwort:**

23. Reichen die Vergütungen zur Realisierung der Potenziale der kleinen Wasserkraft an Standorten mit vorhandenen Wehranlagen aus?

24. Ist der Nachweis eines guten ökologischen Zustandes im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer erforderlich?

**Antwort:**

25. Ist die vorgeschlagene Degression von der Wasserkraft zu realisieren?

**Antwort:**

26. Sehen Sie durch die jetzige Regelung einen Anreiz zur (ökologischen) Modernisierung von alten (kleinen) Wasserkraftanlagen?

**Antwort:**

27. Halten Sie die Regelung zur Einbeziehung der Großen Wasserkraft (Modernisierung) für sachgerecht?

**Antwort:**

28. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% realisierbar? Welchen Anteil der modernisierungsfähigen Anlagen entspricht dies? Welche weiteren Potenziale könnten durch eine Absenkung auf z.B. 10 % zusätzlich zu welchen Kosten für das EEG erzielt werden?

**Antwort:**

29. Wie ist die Wirtschaftlichkeit Großer Wasserkraftanlagen zukünftig im Zusammenhang mit der neuen Investitionsperiode im Kraftwerkspark zu bewerten?

30. Welche Regelungen könnten oder müssen über das EEG hinaus im Energiewirtschaftsgesetz getroffen werden?

**Antwort:**

31. Halten Sie die im EEG-Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Transparenz und zum Ausschluss von Missbrauch für ausreichend?

**Antwort:**

32. Wie bewerten Sie den unverzüglichen Ausgleich der EEG-Strommengen?

**Antwort:**

33. Wie bewerten sie die Ausweitung der Regelung für Härtefälle im EEG?

**Antwort:**

34. Wie beurteilen Sie die Möglichkeiten der zukünftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie?

**Antwort:**

35. Welche Möglichkeiten sehen Sie Kosten für Regelenergien zu vermindern?

**Antwort:**

36. Welche Möglichkeiten sehen Sie für eine Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare Energien? Welche Anreize sind dafür notwendig bzw. welche Hemmnisse stehen dem entgegen?

**Antwort:**

37. Wie beurteilen Sie die gemeinsamen Vorschriften für Abnahme, Übertragung und Vergütung? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie ?

**Antwort:**

38. Welche Anreize sollte das Gesetz geben für technologische Innovationen und für eine energiewirtschaftliche Optimierung der Einspeisecharakteristik von EEG-Anlagen?

---

### Fragen der Fraktion der FDP

1. Halten Sie die im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs vorgesehenen Maßnahmen für geeignet und hinreichend, um die in § 1 (1) formulierten Ziele zu erreichen?

**Antwort:**

2. Halten Sie bestimmte Erneuerbare Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken für a priori besser geeignet als andere, um die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele zu erreichen?

**Antwort:**

3. Wenn ja, weshalb?

**Antwort:**

4. Wenn nein, würden Sie der Schlussfolgerung zustimmen, dass alle Erneuerbaren Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken deshalb prinzipiell gleich zu behandeln wären?

**Antwort:**

5. Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund dieser Überlegung den Sachverhalt, dass die im Rahmen des Gesetzentwurfs vorgesehenen Vergütungen extrem unterschiedlich sind?

**Antwort:**

6. Wie bewerten Sie die vorgesehenen Vergütungssätze angesichts der Tatsache, dass es in Südeuropa und darüber hinaus weltweit deutlich bessere Standorte für die Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung als in Deutschland gibt – besser in dem Sinne, dass bei gleichem Aufwand deutlich höhere Energieerträge erwirtschaftet werden können?

**Antwort:**

7. Wie bewerten Sie die Aussage, dass Marktreife und Wirtschaftlichkeit weniger die Eigenschaft bestimmter Technologien sind, sondern vor allem von meteorologischen Gegebenheiten am jeweiligen Anlagenstandort bestimmt werden?

**Antwort:**

8. Wie bewerten Sie die daraus abzuleitende Schlussfolgerung, dass eine unterschiedliche Marktreife und Wirtschaftlichkeit bestimmter Technologien deshalb ggf. zwar unterschiedliche Standorte für den Anlagenbetrieb begründen, nicht jedoch unterschiedliche Vergütungshöhen für die gewonnene Energie rechtfertigen können?

**Antwort:**

9. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die zur Förderung Erneuerbarer Energien vorgesehenen Vergütungssätze auf die mit den betreffenden Techniken am jeweiligen Standort realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Bezug nehmen sollten?

**Antwort:**

10. Wie verhalten sich die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze zu den mit den betreffenden Techniken in Deutschland realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten?

**Antwort:**

11. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt auch angesichts der Überlegung, dass durch Strom aus Erneuerbaren Energien jeweils die gleiche Kilowattstunde aus fossilen Energiequellen ersetzt werden soll?

**Antwort:**

12. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze auf die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen Bezug nehmen sollten?

**Antwort:**

13. Berücksichtigen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen?

**Antwort:**

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

**Antwort:**

15. In welchen Ländern wurden bzw. werden zur Förderung Erneuerbarer Energien „mengensteuernde Instrumente“ im Sinne zertifikategestützter Handelsmodelle eingesetzt, wonach beispielsweise Netzbetreiber und Eigenerzeuger verpflichtet werden, eine be-

stimmte Menge oder einen Anteil durchgeleiteten bzw. selbst genutzten Stroms aus der Nutzung Erneuerbarer Energien zu decken?

**Antwort:**

16. Welche Erfahrungen wurden mit dem Einsatz derartiger Steuerungsinstrumente bisher gesammelt?

**Antwort:**

17. Wo liegen die besonderen Stärken und Schwächen mengensteuernder Instrumente im Vergleich zum EEG-Fördermechanismus (technologiespezifische Förderung durch administrierte Preise)?

**Antwort:**

18. Kann den bisher erkennbar gewordenen Schwierigkeiten beim Einsatz mengensteuernder Instrumente durch eine geeignete Ausgestaltung der Verfahrensregeln begegnet werden?

**Antwort:**

19. Wenn nein, weshalb nicht?

**Antwort:**

20. Wenn ja, worauf wäre dabei gegebenenfalls zu achten?

**Antwort:**

21. Halten Sie das vorgesehene Gesetz für geeignet und hinreichend um sicherzustellen, dass die Betreiber und Entwickler der betreffenden Anlagen in die Lage versetzt werden, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten?

**Antwort:**

22. Bis zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie dies für jeweils welche Technologie unter welchen Annahmen?

**Antwort:**

23. Gibt das vorgesehene Gesetz den Betreibern und Entwicklern der betreffenden Anlagen hinreichend Anreize zur Kostenminimierung?

**Antwort:**

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

**Antwort:**

25. Welche Auswirkungen hat das vorgesehene Gesetz auf die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland?

**Antwort:**

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

**Antwort:**

27. Halten Sie es für erforderlich, Energie- und Klimapolitik auf nationaler wie auf internationaler Ebene hinsichtlich der Instrumente und Förderarrangements zu verknüpfen?

**Antwort:**

28. Trägt das vorgesehene Gesetz zu einer solchen Verknüpfung von Energie- und Klimapolitik bei?

**Antwort:**

29. Wenn nein, wie könnte eine solche Verknüpfung geleistet bzw. verbessert werden?

**Antwort:**

30. Welche Möglichkeiten gibt es, um die so genannten projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls (Clean Development Mechanismen (CDM) und Joint Implementation (JI)) mit der Förderung Erneuerbarer Energien zu verbinden?

**Antwort:**

31. Wie bewerten Sie die Aussage, dass CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung grundsätzlich jedem der in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele entsprechen können?

**Antwort:**

32. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um die genannten Instrumente des Kyoto-Protokolls in die weitere Förderung Erneuerbarer Energien einzubeziehen?

**Antwort:**

33. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um Leistungen der deutschen (technischen) Entwicklungszusammenarbeit zur Verbindung von Energie- und Klimapolitik zu nutzen?

**Antwort:**

34. Wie bewerten Sie die Aussage, dass bei der weiteren Förderung Erneuerbarer Energien die Kosten gesenkt und die kommunale Planungshoheit insbesondere bei den Windkraftanlagen gestärkt werden müsse, und wie könnte dies erreicht werden?

**Antwort:**

35. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die vorgesehenen Fördersätze insbesondere mit Blick auf deutlich überhöhte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen an vergleichsweise ungünstigen Standorten im Hinblick auf teilweise weiterhin bestehende Überförderungsstatbestände sofort reduziert werden müssen?

**Antwort:**

36. Wie bewerten Sie die Aussage, dass insbesondere die Nutzung landgestützter Windenergieanlagen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen

Bürgerinnen und Bürger erfolgen darf, um die Akzeptanz Erneuerbarer Energien nicht zu gefährden?

**Antwort:**

37. Was könnte unternommen werden, um die kommunale Planungshoheit in diesem Regelungsbereich wieder zu stärken?

**Antwort:**

38. Welche Entwicklungen und Erfordernisse sehen Sie mit Blick auf die künftige Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der Erneuerbaren Energien?

**Antwort:**

### **Derzeitige Lage der Forschung und Entwicklung im Bereich Bioenergie**

Verglichen mit anderen Ländern der EU und der Forschung in den konventionellen Energiebereichen, aber auch in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien - hier sind z.B. die Photovoltaik und die Solarthermie zu nennen - ist die deutsche Forschung im Bereich Bioenergie relativ unbedeutend. Die notwendige Aktivierung der Bioenergie-Potenziale unterbleibt so. Um eine bundesdeutsche Technologieführerschaft aufzubauen und dadurch Exportmärkte zu sichern und zu gewinnen, sind zukünftig erhebliche Anstrengungen in Forschung, Entwicklung und Demonstration dringend erforderlich.

Weder bei den Forschungseinrichtungen im Geschäftsbereich des Bundes noch bei den deutschen Universitäten oder anderen Einrichtungen der Bundesländer sind Institute vorhanden, die sich schwerpunktmäßig mit dem Anbau und der Nutzung von biogenen Energieträgern beschäftigen. Nur wenige wissenschaftliche Arbeitsgruppen sind in der Bioenergieforschung regelmäßig tätig. Eine Forschungstradition für Bioenergie, wie sie in Skandinavien, Österreich oder auch den Niederlanden vorhanden ist, gibt es in Deutschland nicht.

Nachteilig für die weitere technische Entwicklung bei der energetischen Nutzung von Biomasse ist auch die Struktur der Marktbeteiligten. Abgesehen von den Großanlagen zur Verstromung von Alt- und Restholz agieren am Markt kleine und kleinste Unternehmen, selten mittelständische Firmen, denen es sowohl an den finanziellen Möglichkeiten, als auch an Personal und Ausstattung fehlt, um insbesondere im mehr grundlagenorientierten Bereich eigenständige FuE-Projekte durchzuführen.

Die Gesamtschau bestehender Aktivitäten zeigt, dass für Forschung und Entwicklung im Bereich Bioenergie in Deutschland allenfalls embryonale Kapazitäten und Strukturen vorhanden sind und eine zukunftsorientierte Grundlagenforschung vollständig fehlt.

Nachteilig im Sinne einer erfolgsorientierten zielgerichteten Forschungsförderung wirkt sich die Zersplitterung der Förderaktivitäten der öffentlichen Hand aus. Zwar besteht für den Bereich Bioenergie eine (theoretische) Aufteilung der Zuständigkeiten bei den Bundesressorts, in der Praxis ist die Förderung aber wenig geordnet. Neben dem eigentlich für Biomasse zuständigen BMVEL werden Projekte durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) sowie durch das Bundesministerium für Forschung und Bildung (BMBF) gefördert. Dabei wird für Dritte nicht immer deutlich, welche Strategie mit den jeweiligen Fördermaßnahmen verfolgt wird, eine koordinierte Gesamtstrategie der Bundesregierung wird derzeit nicht deutlich. Gerade die fehlende Grundlagenforschung macht sich unter den sich verschärfenden Bedingungen des Umweltschutzes schmerzlich bemerkbar.

Hinzu treten im Gegensatz zu den verbalen Bekundungen der Politik bezüglich der Unterstützung der Forschung und Entwicklung im Bereich Bioenergie Kürzungen bei der Förderung. Die staatliche FuE-Förderung ist bei der Bioenergie gering. Die Bioenergieforschung stützt sich im wesentlichen auf das Nachwachsende Rohstoffe-

Förderprogramm des BMVEL ab, welches für das Haushaltsjahr 2004 um 1/3 auf 19,5 Mio. € gekürzt wurde, wobei dieser Ansatz für die Förderung von Bioenergievorhaben nicht insgesamt zu Verfügung steht, da auch Projekte zur stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe bzw. Öffentlichkeitsarbeit aus diesen Mittel gefördert werden. Insgesamt stehen einer Förderung von FuE im Bereich Photovoltaik von 331,17 Mio. € im Zeitraum von 1993 bis 2002 nur Aufwendungen für FuE- bei Bioenergie in Höhe von 34,47 Mio. € gegenüber. Ebenso wurden 2002 deutlich mehr Mittel für FuE zur Offshore-Windkraft (11,01 Mio. €) als für Bioenergie (6,63 Mio. €) durch den Bund verausgabt. Hinzu kommt, dass eine bei knappen Finanzmitteln gebotene Schwerpunktsetzung nicht erfolgt. Die technische Entwicklung im Bereich Bioenergie stagniert daher. Um die vielfältigen Möglichkeiten, die die Bioenergie bietet, nutzen zu können, ist eine drastische Steigerung der öffentlichen Förderung von Forschung-, Entwicklung und Demonstration dringend angezeigt.

### **Notwendige Maßnahmen in der Forschung und Entwicklung für die Bioenergie**

Um der Bioenergie einen ihrem Potenzial und den politischen Bekundungen entsprechenden Platz im Konzert der erneuerbaren Energien zu sichern, ist eine Trendumkehr unabdingbar. Der verbalen Unterstützung der Bioenergie müssen zukünftig Taten folgen. Dabei werden folgende Maßnahmen für vordringlich gehalten:

**Übergeordnete Koordination aller Tätigkeiten** (Grundlagenforschung, industrielle Forschung, vorwettbewerbliche Entwicklung, Demonstrations- und Pilotanlagen, Markteinführung) für die Forschung und Förderung der Bioenergie.

Schaffung eines **eigenständigen, entsprechend ausgestatteten Förderprogramms für Bioenergie**. Alle Bereiche von der Grundlagenforschung bis zu Demonstrations- und Pilotprojekten sind in dieses Programm aufzunehmen.

**Zurücknahme der Kürzungen** im Förderprogramm des BMVEL, Mittelansatz ist mindestens auf das alte Niveau (26 Mio. €) zu erhöhen.

**Verbesserung der Koordination**, Kooperation und Abstimmung zwischen dem Bund und den Bundesländern, insbesondere verbesserte gegenseitige Information über Fördermaßnahmen im Bereich Bioenergie. Aufbau einer gemeinsamen Förderdatenbank des Bundes und der Länder.

### **Stärkung der deutschen Bioenergie-Forschungslandschaft.**

Der detaillierte Forschungsbedarf wird vom Bundesverband BioEnergie (BBE) gegenwärtig erarbeitet und nach Fertigstellung der Politik zugeleitet.

39. Welche Entwicklungsperspektiven erkennen Sie jeweils für den Bereich welcher Energieträger bzw. Techniken, insbesondere bei der Geothermie?

**Antwort:**

40. Werden diese Entwicklungen und Erfordernisse im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs hinreichend berücksichtigt?

**Antwort:**

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

**Antwort:**

42. Wie bewerten Sie den Vorschlag, die Förderung Erneuerbarer Energien nicht einseitig auf die Netzeinspeisung des aus regenerativen Trägern gewonnenen Stroms abzustellen, sondern verstärkt die Möglichkeit zu nutzen, die gewonnene Energie unter Nutzung und Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechniken zu konservieren?

**Antwort:**

43. Wie bewerten Sie Leistungs- und Entwicklungspotentiale zugehöriger Techniken und Verfahren, u. a. mit Blick auf eine Produktion und Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Substitution fossiler Brennstoffe insbesondere im Verkehrsbereich?

**Antwort:**

44. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil den Erneuerbaren Energien hierdurch längerfristig die Perspektive eröffnet wird, zur energetischen Grundlastversorgung beizutragen?

**Antwort:**

45. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung Erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil hierdurch ein erheblicher Kostenvorteil dadurch realisiert werden kann, dass die anderenfalls erforderlich werdenden massiven und zusätzlichen Investitionen in eine Erweiterung der Netzkapazitäten und der Regelenergiereserve zumindest zu einem maßgeblichen Teil erübrigt werden?

**Antwort:**

46. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die Erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Wasserstofftechnologie die Chance bieten, den Verkehrssektor in ein klimapolitisches Gesamtkonzept einzubinden?



## **Antworten des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (BEE)**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Marienstr. 19 - 20  
10117 Berlin

Telefon: 05252 / 939 800  
05252 / 504 45  
Telefax: 05252 / 529 45

e-mail: [info@bee-ev.de](mailto:info@bee-ev.de)  
[www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)

### **Hinweis:**

Bezüglich der nicht beantworteten Fragen verweisen wir auf die Antworten unserer Mitgliedsverbände Bundesverband Windenergie e.V. (BWE), Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE) und Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW).

## Fragen der Fraktion der SPD

42. Welche Auswirkungen wird die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage für die Ausweisung von Eignungsflächen haben und welche Zubauentwicklung lässt sich daraus ableiten?
43. Welche Lenkungswirkung erwarten Sie von der Einführung des Mindestnutzungsgrades auf die Anlageneffizienz und die Entwicklung der durchschnittlichen Jahresvollaststunden pro Neuanlage?
44. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvollaststunden und Regelernergieaufwand?
45. Welche Lenkungswirkungen sind von den Differenzierungen bei der Vergütung von Offshore-Windkraft zu erwarten?
46. Sind die planungs- und genehmigungsrechtlichen Abläufe geeignet, die Ausbauziele für Offshore-Windkraft zu unterstützen?
47. Sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, vor Abschluss der Errichtung eines Offshore-Windparks die notwendigen Anschluss- und Verstärkungsmaßnahmen und –investitionen durchzuführen?
48. Welche Folgen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres bzw. welche Folgen hätte die Verschiebung des Einsetzen der Degression jeweils zum 1. Juli für die Windenergiebranche?
49. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der Neuregelung, dass erstmalig aus dem Gasnetz entnommenes Biogas entsprechend seiner Einspeisung als „Erneuerbare Energie“ definiert wird und wie ist sichergestellt, dass Ein- und Ausspeisung rechtssicher bzw. zertifiziert werden, um Missbrauch zu vermeiden?
50. Welche Auswirkung hat die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für die Stromgestehungskosten und Gesamtkostenrechnung von Biomasseanlagen?
51. Halten Sie die Begrenzung der erhöhten Mindestvergütung nach § 8 (2) und (3) auf Anlagen bis 5 MW für sachlich begründet? Ist sie insbesondere bei Anlagen mit Kraft-Wärme- Kopplung gerechtfertigt?
52. Halten Sie die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) für hinreichend, um das vorhandene Potential an Biomasse im Sinne des Gesetzes zu aktivieren?
53. Wie beurteilen Sie den Ansatz, anstelle eines technologiebezogenen Bonus in Höhe von 1 Cent/kWh einen technikneutralen und ausschließlich auf die Energieeffizienz bezogenen Bonus einzuführen, um eine möglichst effiziente Biomassenutzung anzureizen?

54. Welche Auswirkungen erwarten Sie von den verbesserten Anreizen in § 8 (2) hinsichtlich des Importes von Biomasse zur Verstromung nach EEG?
55. Welche Möglichkeiten zur Begrenzung des Transportaufkommens und zur Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe wären möglich?
56. Wie beurteilen Sie das Fehlen von ökologischen Kriterien für den Einsatz von Biomasse und sind die gesetzlichen Formulierungen hinreichend, um sozial- und Umweltdumping bei der Produktion der zum Einsatz kommenden Biomasse auszuschließen?
57. Sollte eine erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) an die Einhaltung der guten fachlichen Praxis bzw. an belastbarer Standards der nachhaltigen Forstwirtschaft und des ökologischen Landbaus geknüpft werden?
58. Ist nach den vorliegenden Formulierungen sicher gestellt, dass kein Anbau von Futter- oder Lebensmittelpflanzen wie z.B. Getreide zur Verstromung nach EEG erfolgt?
59. Ist die vorgenommene Differenzierung der Vergütungsstufen aus Ihrer Sicht her fachlich richtig?
60. Sind aus Ihrer Sicht die Vergütungssätze der jeweiligen Leistungsbereiche sachgerecht?
61. Sollte Ihrer Ansicht nach die Definition der nachwachsenden Rohstoffe auch um die Nebenprodukte und Futterreste eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ergänzt werden?
62. Ist die geplante Degression auf 2 % gerechtfertigt? Welche Auswirkungen sind dadurch zu erwarten?
63. Verändert die Aufnahme der Formulierung „nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ etwas an der bereits geltenden europäischen und bundesdeutschen Rechtslage zum Gewässerschutz?
64. Welche konkreten Kostenrechnungen liegen der erstmaligen Aufnahme großer Wasserkraftwerke über 5 MW in das EEG zugrunde? Welche Lebensdauer- und Kostenprognosen liegen den Differenzierungen nach Anlagengröße zugrunde?
65. Welche Wasserkraftanlagen über 5 MW können theoretisch unter diese Förderung fallen? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

66. Welche Modernisierungen und Erweiterungen sind bereits bekannt? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?
67. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?
68. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der neugefassten sog. „Härtefallregelung“ in § 16 „Besondere Ausgleichsregelung“ auf die Verteilung der EEG-Kostenumlage und die Strompreise?
69. Welche Auswirkungen hat die Neuregelung auf die bislang von der Härtefallregelung betroffenen Unternehmen?
70. Welche Auswirkungen hat die 10-Prozent-Begrenzung in Absatz (4) auf die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen?
71. Ist die Frist nach Absatz (5) von sechs Monaten zwischen Antragstellung und Wirksamwerden angemessen?
72. Wie beurteilen Sie die Forderung nach einer vorläufigen Genehmigung durch das BAFA, um die Frist zwischen Eingang der vollständigen Antragsunterlagen und Zuteilung des Genehmigungsbescheids zu überbrücken?
73. Welche zukünftigen Vergütungsvolumina des EEG erwarten Sie in den nächsten 20 Jahren?

**Antwort:**

Würde die Vergütung von EEG-Mengen ausschließlich gemäß dem EEG erfolgen, so stiegen die jährlichen Volumina von etwa 2,9 Mrd. € (Differenzkosten, bzw. EEG-Umlagemengen: 1,7 Mrd. ) im Jahr 2004 über 4,3 bis 4,4 Mrd. (0,95 Mrd.) bei Erreichung des Verdoppelungszieles im Jahr 2010 auf über 7 Mrd. € im Jahr 2020 (keine Mehrkosten) und danach. Tatsächlich werden nach 2010 zunehmend Neuanlagen aus dem EEG herausfallen, da sie bis dahin die Wirtschaftlichkeit erreicht haben und für ihre Stromproduktion höhere Erlöse auf dem Strommarkt erreichen können. Dies wird beispielsweise bei der Windkraft bereits im Jahr 2011 oder Biomasse im Jahr 2014 sein. Im Jahr 2020 wird das Vergütungsvolumen real entsprechend nur noch bei etwa 1 Mrd. Euro liegen.

74. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass EEG-Strom nicht zu einer Verdrängung von umweltfreundlichem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung führt, der nach § 2 des geltenden Energiewirtschaftsgesetzes „besondere Bedeutung“ zukommt und deren Verdrängung nach § 6 EnWG zu verhindern ist?

**Antwort:**

Die Formulierungen in § 4 sind ausreichend, weil in Absatz 1 nicht nur der Vorrang für EEG-Strom geregelt wird, sondern in Absatz 2 auch die Pflicht zum unverzüglichen Netzausbau vorgegeben ist. Dem Bundesverband Kraft-Wärmekopplung (BKWK) sind bis heute keine Fälle bekannt, in denen KWK-Anlagen zugunsten von EEG-Anlagen abgeschaltet wurden. Lediglich EDIS und ENVIA haben dem BKWK zufolge in Anschluss-

verträgen die Möglichkeit zur Abschaltung verlangt. Abgesehen von der Netzausbau-pflicht sind Konflikte zwischen EEG- und KWK-Anlagen um die Nutzung vorhandener Netzkapazitäten auf wenige Ausnahmen beschränkt. Während Windstrom eher die Netze von Regionalversorgern im ländlichen Bereich und an einigen Stellen die Transportnetze auslastet, wird KWK-Strom vorrangig in städtische Netze eingespeist und vor Ort verbraucht. Stadtwerke sind nach EEG nicht verpflichtet, ihre KWK-Anlagen abzuschalten, um aus fremden, vorgelagerten Netzen EEG-Strom abzunehmen.

75. Wie beurteilen Sie, dass bereits heute KWK-Betreiber unter Hinweis auf die Vorrang-einspeisung für EEG-Strom bei Neuverträgen einer Einspeiseunterbrechung bzw. Vergütungsunterbrechung für Strom aus ihren KWK-Anlagen zustimmen müssen?

**Antwort:**

Angesichts der räumlich verschiedenen Einspeiseschwerpunkte von KWK- und EEG-Anlagen hält der BEE einen Konflikt um Netzkapazitäten für eine Ausnahmesituation. Großflächige Konflikte können nicht entstehen, wenn die gesetzliche Pflicht zum Netzausbau befolgt wird.

76. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass zwischen dem Zeitpunkt der Anlagenerrichtung und dem physischen Anschluss an ein geeignetes Übertragungsnetz ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung möglich ist?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

77. Wie beurteilen Sie, dass beim Abschluss von Einspeiseverträgen Seitens der EVU die Unterzeichnung einer Klausel verlangt wird, nach der die Vergütung unter den Vorbehalt eines Netzausbaus auf der 110 KV-Ebene (Höchstspannungsebene) gestellt wird, obwohl die betreffenden Anlagen ihren EEG-Strom auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene einspeisen?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

78. Welche belastbaren Erkenntnisse liegen über den durch das EEG verursachten Regelenergieaufwand vor und wie wird sich dieser entwickeln?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

79. Wie beurteilen sie die Formulierungen in § 14 „Bundesweite Ausgleichsregelung“ zur Regelenergie hinsichtlich der Aspekte Rechtssicherheit und Praktikabilität? Welche Auswirkungen erwarten Sie aus diesen Formulierungen auf den Regelenergiemarkt? Welche Kosten werden dadurch zusätzlich neu in das EEG aufgenommen und wälzbar?

**Antwort:**

Die Struktur ist übersichtlicher und klarer als die bisherige Formulierung. Die Vorschrift in § 14, dass die ÜNB die Mengen und den zeitlichen Verlauf der aufgenommenen Mengen „unverzüglich“ untereinander ausgleichen und den Strom angenähert an das Profil der Einspeisung an die EVU abgeben sollen, ist ein sinnvoller Schritt, weil die Aufgabe, den stochastischen Einspeiseverlauf mit dem allgemeinen Kraftwerkseinsatz abzustimmen, auf mehr Akteure und mehr Anlagen verteilt wird. Damit werden auch die Möglichkeiten vergrößert, für diese Aufgabe die jeweils günstigsten Angebote heranzuziehen. Falls Hemmnisse im Regelenergiemarkt insgesamt abgebaut werden, kann diese Schritt das Preisgefüge im Regelenergiemarkt begrenzen. Der unverzügliche Ausgleich verhindert, dass Einspeisemengen, die von der Prognose deutlich abweichen (wie es in 2003 der Fall war), zur einer falschen Strompreisgestaltung für Stromverbraucher führen, die erst

mit erheblichem Verzug wieder ausgeglichen werden und die Strompreisgestaltung insgesamt intransparent machen. Bezüglich der Rechtssicherheit und Praktikabilität sehen wir keine Probleme. Allerdings sollte bezüglich der an die EVU gewälzten Mengen klarer herausgestellt werden, dass die Strommengen, die von den aufnehmenden NB (§ 4) anderweitig verwendet oder verkauft werden (Börse), bei der Abgabe an EVU unberücksichtigt bleiben müssen.

Zusätzlich in das EEG aufgenommene wälzbare Kosten sehen wir nicht. Die dem Einspeiseprofil angenäherte Abgabe von den ÜNB an die EVU erhöht die energiewirtschaftliche Wertigkeit des EEG-Stroms für die aufnehmenden EVU.

80. Würden sich Ihrer Meinung nach Vorteile für den Einsatz von Regelenergie bieten, wenn der Leistungsbegriff anders definiert würde?

**Antwort:**

Beim Leistungsbegriff, soweit er Anwendung in der Vergütungsstufung findet, besteht aus mehreren Gründen Änderungsbedarf:

1. Im geltenden EEG wird die Definition für die Vergütungsstufung maßgeblichen Leistung von Anlagen unterschiedlich gehandhabt für Anlagen nach § 4 (Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas) einerseits und BioEnergie und Geothermie andererseits. Im Entwurf wird für Neuanlagen einheitlich Bezug genommen auf die installierte Leistung von Anlagen. Das wäre eine erhebliche Schlechterstellung in der Vergütung neuer Wasserkraftanlagen, Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen.

2. Die Übergangsregelung in § 21 sichert den Bestandsschutz für die Altanlagen nicht, lediglich in der Begründung wird Bestandsschutz erklärt. Diese Widersprüchlichkeit führt zu Rechtsunsicherheit und sollte bereinigt werden.

3. EEG-Anlagen nach §§ 6 – 9 eignen sich insbesondere für eine geregelte Betriebsweise, wenn zugeführte Energie zwischengespeichert wird. Die Anlagen benötigen dann eine deutlich höhere installierte Leistung, als es ihrer durchschnittlichen Abgabeleistung entspricht. Die technische Auslegung der Anlagen zu größeren installierten Leistungen führt aber durch die im Entwurf vorgesehene Vergütungsstufung zu einer verminderten Durchschnittsvergütung dieser Anlagen bei gleichbleibender Jahresarbeit. Eine Vergütungsstufung, die sich wie bisher schon bei § 4 Anlagen auf die mittlere Leistung stützt, würde ein erhebliches wirtschaftliches Hemmnis bei Auslegung von Anlagen als regelungsfähige Anlagen beseitigen. Der BEE und die Fachverbände der EE halten diese Änderung für dringend notwendig. (Ausführliche Darlegung vgl. Anlage 1)

81. Wie beurteilen Sie die Idee eines Anlagenregisters, um eine Doppelvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu vermeiden?

**Antwort:**

Es hat in der praktischen Handhabung des EEG eine Reihe von Fällen gegeben, die im Hinblick auf die Ziele des Gesetzes zweifelhaft wenn nicht gar missbräuchlich waren. Die Transparenz wird vor allem dadurch erschwert, dass die Gesamtmenge der Anlagen und des Stroms aus den Anlagen nicht ohne weiteres ersichtlich ist, vor allem ist der Vermarktungsweg nicht nachvollziehbar. In den §§ 15, 17, 18 sind zwar einige Vorschriften zur Transparenz enthalten. Die Wirksamkeit ist allerdings an eine erhebliche personelle Ausstattung der Überwachungsbehörden gekoppelt. Da es inzwischen mehrere zehntausend EEG-Anlagen gibt mit zunehmender Typen- und Vergütungs differenzierung wird eine behördliche Überprüfung immer schwieriger. Eine gesetzeskonforme Praxis ist aber im Sinne der öffentlichen Zustimmung zu den EE und im Sinne des Verbraucherschutzes unerlässlich. Der BEE schlägt daher vor, den Vergütungsanspruch

für die Anlagenbetreiber an die Pflicht zu knüpfen, die Standorte und wesentlichen Anlagendaten in ein öffentliches Register (Internet) einzutragen, da eine öffentliche Kontrolle besonders wirksam ist. Nähere Ausführungen dazu in Anlage Nr. 2.

82. Wie beurteilen Sie die Konsequenzen der Formulierung in § 5, nachdem Netzbetreiber verpflichtet sind, den von Ihnen „abgenommenen“ Strom zu vergüten, im Vergleich zur Formulierung im bisher geltenden Gesetz („angebotenen Strom“)?

**Antwort:**

Leider hat es in der Vergangenheit vielfach Streit um die Abnahme und Vergütung von EEG-Strom gegeben, der häufig erst vor Gericht positiv entschieden wurde. Der Vergütungsanspruch für den Anlagenbetreiber sollte zu dem Zeitpunkt entstehen, zu dem er alle notwendigen Voraussetzungen zur Einspeisung erfüllt hat und den Strom tatsächlich zur Abnahme anbieten kann. Das schließt selbstverständlich ein, dass der Anlagenbetreiber die technischen Anlagen zum Netzanschluss entsprechend § 13 erstellt hat. Wenn die Vergütungspflicht des Netzbetreibers daran gekoppelt wird, dass er selbst rechtzeitig alle Voraussetzungen zum Anschluss der Anlagen erfüllt hat und weiterhin an seine Bereitschaft, den Strom tatsächlich abzunehmen, wird die Rechtsstellung des Einspeisers erheblich geschwächt. Zum Teil wird darauf hingewiesen, diese Konstruktion sei entbehrlich, weil ein Netzbetreiber, der unrechtmäßig der Anschluss verweigert, sich schadensersatzpflichtig mache. Das trifft in der Theorie zu, in der Praxis führt die Anschlussverweigerung jedoch ganz oft dazu, dass der Betreiber das Risiko, eine Anlage ohne Anschlusszusage zu bauen, nicht eingehen kann. Der Zubau von Anlagen unterbleibt in den meisten dieser Fälle. Der BEE schlägt daher vor, die Vergütungspflicht für den angebotenen Strom in § 5 aufzunehmen.

---

## Fragen der Fraktion der CDU/CSU

71. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

**Antwort:**

Das EEG-Vergütungssystem hat sich – auch im internationalen Vergleich - sehr bewährt.

1. Es hat dazu geführt, dass Deutschland in der Umsetzung der EU Einspeiserichtlinie bislang am weitesten vorangekommen ist.

2. Die Anpassung der Vergütung an den jeweiligen technologischen Entwicklungsstand, die breite industrielle Basis in Deutschland und Vielzahl von Anbietern haben dazu geführt, dass die Erzeugungskosten seit Beginn der Entwicklung mit dem Stromeinspeisungsgesetz bereits erheblich gesenkt werden konnten (bei Wind – 55%) und im internationalen Vergleich heute sehr günstig sind. (Vgl. Antwort zu Frage 6 Bündnis 90/ Die Grünen)

3. Die unbürokratische Abwicklung und die Verlässlichkeit einer Preisregelung führen zu geringen administrativen Aufwendungen und geringen kalkulatorischen Risikozuschlägen bei der Finanzierung von Projekten. Andere Fördersysteme führen zu deutlichen höheren Aufwendungen.

4. Diese Bedingungen des EEG haben die Entwicklung einer breiten Anbieter- und Betreiberstruktur ermöglicht. Anders als in vielen anderen Ländern wird in Deutschland die Entwicklung vor allem von KMU getragen, was sich positiv auf die Innovationsbereitschaft auswirkt und zur Entwicklung einer neuen Exportindustrie geführt hat.

72. Wie kann die Förderung der einzelnen erneuerbaren Energien effizienter gestaltet und somit deren Wettbewerbsfähigkeit und Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien möglichst schnell und kostengünstig erreicht werden?

**Antwort:**

Die starke Vergütungsdifferenzierung des EEG nach Technologien führt dazu, dass mehrere Technologien, die zu Anfang mit einem sehr unterschiedlichen Preisniveau beginnen, sich parallel entwickeln können. Das ist insofern zielgerecht, da heute noch nicht abschließend beurteilt werden kann, welche Technologien in Zukunft die günstigsten sein werden. Es ist aber offensichtlich, dass für eine hohe Potenzialerschließung der EE mehr als nur eine einzelne Sparte entwickelt werden muss.

Die Differenzierung der Vergütung nach Anlagengrößen und Standorten ermöglicht eine Potenzialerschließung zu geringsten Kosten. Bei einem Quotenmodell orientiert sich der Marktpreis für alle Anlagen an den ungünstigsten Standorten, die für die jeweils beabsichtigte Potenzialerschließung noch benötigt werden. Die Standortdifferenzierung zielt dagegen darauf ab, nur die Kosten zu treffen, die für die Erschließung des jeweiligen Standortes notwendig sind. (Vgl. Anlage 3)

Über die maximale Vergütungshöhe im Vergütungsspektrum kann der Grad der Potenzialerschließung festgelegt werden.

73. Wann werden die einzelnen erneuerbaren Energien unter welchen Bedingungen ihre Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit erreichen?

**Antwort:**

Gäbe es einen vollkommenen Elektrizitätsmarkt, in dem alle externen Kosten (Umweltbelastungen, Ausgaben zur Ressourcensicherung, Subventionen) internalisiert wären, so wären alle erneuerbaren Energien mit Ausnahme der Photovoltaik bereits heute



wettbewerbsfähig. (Photovoltaik und auch Geothermie befinden sich noch in einer frühen Phase der technischen Entwicklung.)

In Deutschland wird mit Hilfe der Stromsteuer und zukünftig auch der Zuteilung von handelbaren Emissionsrechten approximativ eine im Verhältnis geringfügige Internalisierung vorgenommen.

Unter diesen Umständen ist die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien dann gegeben, wenn ihr Preis (Vergütung) niveaugleich mit dem Preis des vermiedenen konventionellen Strombezuges ist. Gegenwärtig wird die Untergrenze für diesen durch den Strommarktpreis (Bsp. EEX-Börse) bestimmt. Ab dem Jahr 2005 werden hierzu Zertifikatskosten für fossilen Strom hinzugerechnet werden müssen. Die Tabelle gibt an, zu welchem Zeitpunkt voraussichtlich der Schnittpunkt von degressiver EEG-Vergütung und progressivem Strommarktpreis erreicht sein wird.

Sachgerecht wäre zudem eine Befreiung des Stromes aus erneuerbaren Energien von der Stromsteuer. Unter dieser Bedingung wäre der Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit noch früher erreicht.

Energieerzeugung (Neuanlagen)	Erreichung der Wettbewerbsfähigkeit gemessen am Strommarktpreis einschl. CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	Erreichung der Wettbewerbsfähigkeit gemessen am Strommarktpreis einschl. CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis und Stromsteuerbefreiung
Wasserkraft < 5 MW	2013	2008
Biomasse *	2014	2010
Geothermie *	> 2020	2019
Wind Onshore	2011	2008
Wind Offshore **	2011	2008
Photovoltaik *	> 2020	> 2020

Quelle: BEE; Vergütungen auf Grundlage des Gesetzentwurfes EEG; Strompreis auf Grundlage WEsER-Modell (bremer energie institut), DIW, Ökoinstitut, RWI; CO<sub>2</sub>-Zertifikate 2005-2008: 10 €/tCO<sub>2</sub>, 2008-2020: 15 €/CO<sub>2</sub>

\* Zur Vereinfachung wurde hier eine Mischkalkulation verschiedener Anlagentypen/-größen eingesetzt.

\*\* Der im Gesetzentwurf vorgesehene erhöhte Vergütungssatz für Offshore-Anlagen gilt nicht mehr für Neuanlagen ab 2011.

74. Stellen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätze taugliche Anreize für eine Verkürzung der Förderung und ein baldmöglichstes Erreichen der Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien dar?

**Antwort:**

Das Preisniveau des Strommarktes bietet derzeit nur eine geringe Transparenz, weil das Niveau durch hohe Subventionen für konventionelle Energieträger und durch die mit dem Netzbetrieb vermischte Unternehmensstruktur stark verfälscht wird. Insofern kann die Marktreife konkurrierender Energieträger keineswegs durch Vergleich mit dem Marktpreis für den an der Börse gehandelten überschüssigen Strom festgestellt werden. Dennoch ist bereits jetzt erkennbar, dass die stark degressive Vergütungsentwicklung im EEG (nominale Absenkung + fehlender Inflationsausgleich über 20 Betriebsjahre) zu einer Angleichung des Preisniveaus mit den konventionellen Energieträgern innerhalb der nächsten Dekade führen wird. Die jetzt vorgesehenen Degressionssätze stellen bereits harte Anforderungen an die Entwicklungsfähigkeit in den einzelnen Sparten. Überzogen und daher nicht einlösbar sind die Degressionsforderungen bei der Wasserkraft und der Bioenergie. Die dargestellte Preisangleichung wird auch dann eintreten, wenn auf die Degression bei der Bioenergie wieder auf 1% p.a. gesenkt wird und bei der Wasserkraft auf Degression verzichtet wird. Im Gegenteil: Ein Abwürgen der bereits günstigen Wasserkraft würde das Preisniveau des EEG-Stromes eher nach oben treiben.

75. Wie werden sich nach dem Gesetzentwurf das Vergütungsvolumen in den einzelnen Bereichen der erneuerbaren Energien entwickeln und welche volkswirtschaftliche Belastung resultiert daraus?

**Antwort:**

Das Vergütungsvolumen ergäbe sich exemplarisch in den Jahren 2004 und 2010 (Erreichung Verdoppelungsziel) etwa wie folgt (in Preisen von 2003):

Energieträger	2004 (Mrd. €)	2010 (Mrd. €)
Wasserkraft	0,340	0,380
Biomasse	0,250	0,400
Geothermie	0,002	0,070
Wind Onshore	2,040	2,670
Wind Offshore	0,000	0,340
Photovoltaik	0,140	0,270
Gesamt	2,772	4,130

Quelle: BEE auf Grundlage Gesetzentwurf EEG

Zur Vergütungssumme EEG muss zudem die Vergütung nach §7 (Deponie-, Klär- und Grubengas) zugerechnet werden.

Korrekt betrachtet ergeben sich keine volkswirtschaftlichen Belastungen, da an anderer Stelle neben Erzeugungskosten gesamtwirtschaftliche Kosten für Ressourcensicherung und Umweltschäden eingespart, positive Innovationsimpulse gegeben und die Exportfähigkeit gestärkt werden.

Zielt die Frage auf die reine Bezifferung der Differenzkosten zwischen konventionellem Strombezug und EEG-Vergütung, so ergibt sich (in Preisen von 2003):

Energieträger	Differenzkosten 2004 (Mrd. €)	Differenzkosten 2010 (Mrd. €)*
Wasserkraft	0,191	0,034
Biomasse	0,159	0,101
Geothermie	0,001	0,032
Wind Onshore	1,249	0,503
Wind Offshore	0,000	0,052
Photovoltaik	0,126	0,231
gesamt	1,726	0,953

Quelle: siehe Frage 3

\* CO2-Zertifikatspreis berücksichtigt

Erkennbar sinken die Differenzkosten, obwohl die Vergütungssumme steigt. Bereits im Jahr 2005 sinken die Differenzkosten und damit die für die Wirtschaft relevante Belastung.

76. Welche Auswirkungen hat das EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit am Wirtschaftsstandort Deutschland?

**Antwort:**

Das EEG und die damit verbundenen Innovationsimpulse stärken den Standort Deutschland. Die Nutzung erneuerbarer Energien reduziert Importabhängigkeiten und Versorgungsrisiken. Eine nachhaltige Energieversorgung ist Grundbedingung für nachhaltiges Wachstum. Aufgrund der technologischen Vorreiterstellung in einigen Bereichen der Anwendung erneuerbarer Energien ergeben sich neue Exportchancen. Im Gegenzug dazu stellen die aus Sicht der Wirtschaftssubjekte zu tragenden Mehrkosten beim

Strombezug eine nur geringe Belastung dar, die noch dazu in den nächsten Jahren kontinuierlich sinkt.

77. Welche Auswirkungen auf die Energiepreise werden von dem Gesetzentwurf erwartet bzw. existieren nach dem gegenwärtigen EEG?

**Antwort:**

Die EEG-Umlage hätte nach den zu Jahresende vorliegenden Ergebnissen im Jahr 2003 lediglich 0,34 ct/kWh betragen dürfen. Abgerechnet wurden aber im Schnitt 0,43 ct/kWh. Hier muss eine Rückerstattung erfolgen. Für das Jahr 2004 ist entsprechend dem Gesetzentwurf eine Umlage von etwa 0,40 ct/kWh angemessen. Stattdessen werden gegenwärtig 0,52 ct/kWh abgerechnet. Auch hier wird es zu einer Rückerstattung kommen müssen.

In den folgenden Jahren wird die EEG-Umlage ihr Maximum mit etwa 0,4 ct/kWh in 2004 und 2005 haben und dann kontinuierlich gegen Null (ca. 2015) gehen. Im Jahr 2010 erwartet der BEE noch eine EEG-Umlage von real 0,2 ct/kWh

78. Welche finanziellen Belastungen resultieren aus dem Gesetzentwurf für die deutsche Industrie?

**Antwort:**

Der Strombezug in Deutschland verteilt sich laut VdEW zu etwa 46 % auf Kleinkunden (Haushalte, kleine Gewerbekunden) und zu 54 % auf Industriekunden (Stromverbrauch < 100.000 kWh/a). Entsprechend trägt die deutsche Industrie im Jahr 2004 etwa 930 Mio. Euro Differenzkosten und im Jahr 2010 noch 510 Mio. Euro (real). Dabei wird die energieintensive Industrie durch die Härtefallregelung erfasst. Zudem kommt die Industrie bei KWK-Aufschlag, Konzessionsabgabe und Stromsteuer in den Genuss von Sonderregelungen.

Der finanziellen Belastung auf der einen Seite steht die Nachfrage einer Branche mit 9 Mrd. Euro Jahresumsatz gegenüber. Insbesondere zahlreiche Unternehmen, die energieintensiv oder an der Grenze dazu sind, haben mit der Erneuerbare-Energien-Branche einen neuen Absatzmarkt gewonnen (Bsp. Norddeutsche Affinerie, weitere Kupferhersteller, Stahlproduzenten, ..). Bei der Herstellung von Windkraftanlagen entfallen beispielsweise 75% der Wertschöpfung auf Vorlieferanten und damit auf traditionelle deutsche Industriebereiche.

Zudem ist zu beachten, dass der Einsatz erneuerbarer Energien öffentliche Ausgaben für Umweltschäden und Ressourcensicherung spart, die ansonsten steuerfinanziert würden.

79. Wie werden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit beurteilt, die sich durch die im Gesetzentwurf vorgesehene gesetzliche Fixierung auf einen Anteil von 20 % der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahre 2020 ergeben und welche volkswirtschaftlichen Kosten resultieren aus diesem Ziel?

**Antwort:**

Das 20%-Ziel ist technologisch und wirtschaftlich problemlos zu erreichen. Bis zum Jahr 2020 sind alle erneuerbaren Energieträger mit Ausnahme der Photovoltaik wettbewerbsfähig und verursachen keine Mehrkosten.

80. Wann wird mit dem Gesetzentwurf der Bundesregierung das Verdoppelungsziel von 12,5 Prozent bis zum Jahr 2010 erreicht?

**Antwort:**

Unter der Bedingung, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im bisherigen Maße fortgesetzt werden kann, wird das Verdoppelungsziel im Jahr 2010 erreicht werden. Hierfür ist entscheidend, dass die Potenzialerschließung beispielsweise der Binnenlandwindkraft, Biomassenutzung und kleinen Wasserkraft nicht eingeschränkt werden und neue Potenziale der nachwachsenden Rohstoffe und Offshorewindkraft genutzt werden.

Siehe hierzu die Stellungnahmen der Fachverbände der erneuerbaren Energien zu den jeweiligen energieträgerspezifischen Fragen.

81. Gibt es unter Berücksichtigung der Zeitachse Alternativen zum bestehenden EEG-Vergütungssystem, wenn das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 nicht gefährdet werden soll?

**Antwort:**

Eine solche Alternative existiert nicht. Bisher ist in keinem Land ein Instrument zum Einsatz gekommen, das ähnlich effizient den Ausbau der erneuerbaren Energien fördert. Im Gegenteil gehen beispielsweise in Großbritannien und Italien (Quotenmodelle) überhöhte Konsumentenpreise mit geringem Ausbauerfolg einher. Der Wechsel des erfolgreichen Instrumentes EEG würde zu einem massiven Vertrauensschaden führen und nach dänischem Vorbild zum sofortigen Einbruch des nationalen Marktes führen. Das Ausbauziel für 2010 wäre nicht zu erreichen.

82. Ist unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung des derzeitigen Fördersystems eine Deckelung des EEG-Vergütungsvolumens darstellbar, wenn gleichzeitig das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 erreicht werden soll?

**Antwort:**

Eine Deckelung des Vergütungsvolumens wäre gleichbedeutend mit einer Deckelung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Bei Erreichung des Verdoppelungszieles steigt die jährliche Vergütungssumme auf real etwa 4,4 Mrd. Euro. Die resultierenden Differenzkosten zwischen Vergütungssumme und vermiedenem Strombezug betragen dann aber real nur knapp 1 Mrd. Euro (EEG-Umlage damit 0,2 ct/kWh) mit weiterhin sinkender Tendenz. Volkswirtschaftlich lässt sich eine Deckelung also nicht begründen. Analog wäre auch niemand auf die Idee gekommen, den bundesweiten Umsatz von FCKW-freien Kühlschränken zu deckeln, nur weil diese in der Anfangsphase geringfügig teurer waren. Hinzu kommt, dass den EEG-Differenzkosten eine Einsparung von Umweltkosten, Ressourcenkosten und Subventionen für konventionelle Energieträger in weit größerer Menge gegenübersteht.

Wenn allerdings ein politisch motivierter Deckel verlangt wird, so dürfte dieser sicherlich nicht beim Vergütungsvolumen, also beim Umsatz, sondern allenfalls bei den Differenzkosten oder der EEG-Umlage pro kWh angebracht werden. Angesichts sinkender Differenzkosten ist dies aber obsolet.

Stattdessen hätte die Festlegung eines Vergütungsvolumendeckels zur Folge, dass bereits weit vor Erreichen der Obergrenze keine Investitionen mehr getätigt würden. So führte beispielsweise die bis 2002 im EEG enthaltene Beschränkung für Photovoltaik auf eine installierte Leistung von 300 MW dazu, dass bereits bei einer installierten Leistung von 200 MW keine Investitionen mehr in die Produktion von PV-Anlagen vorgenommen wurden. Bei Einzug eines EEG-Vergütungsdeckels beispielsweise in Höhe von 4,4 Mrd. Euro würde der Ausbau unterhalb des Verdoppelungszieles (etwa bei 11% statt 12,5%) zum Erliegen kommen.

83. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

**Antwort:**

Das EEG hat etwa 80.000 der bestehenden über 130.000 Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen. Der Anlagenbau und Betrieb zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist deutlich beschäftigungsintensiver als dies bei konventionellen Großkraftwerken der Fall ist. Auch wenn zukünftig EEG-Anlagen einen Teil der Neuinvestitionen in den Kraftwerkspark ersetzen, bleibt die Arbeitsplatzbilanz positiv.

Gegenwärtig treten vermehrt Studien auf, die nachweisen sollen, dass der Beschäftigungseffekt des EEG überschätzt und zudem durch höhere Strompreise gesamtwirtschaftlich wieder kompensiert werde. Fachlich sind diese Arbeiten zum Teil schlicht inakzeptabel. Sachfremde Kosten werden dem EEG zugerechnet, nachweisbar falsche Werte verwendet, Exportanteile ignoriert und die Betrachtung anderer Branchen ausgeklammert (Stichwort öffentliche Subventionen).

Aus den Ausführungen zu den Fragen 5 bis 9 ergibt sich, dass die volkswirtschaftlich positiven und beschäftigungswirksamen Effekte deutlich gegenüber der Wirkung einer geringen und kleiner werdenden EEG-Komponente im Strompreis überwiegen.

84. Wie hoch ist die Förderung pro Arbeitsplatz, der im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen wird?

**Antwort:**

Mathematisch lässt sich die Förderung erneuerbarer Energien mit der Zahl der in der EEG-Stromerzeugung geschaffenen Arbeitsplätze in Zusammenhang setzen. Der Quotient aus EEG-Differenzkosten und der Zahl der mit dem EEG verbundenen Arbeitsplätze liegt bei 19.500 Euro.

Ziel des EEG ist es, einen fairen Marktzutritt für nachhaltige Energieträger zu ermöglichen und diese fair zu vergüten. Inhaltlich kann also nicht von einer Förderung pro Arbeitsplatz gesprochen werden. Sie ist gleich Null. Ansonsten wäre beispielsweise auch der Kauf der morgendlichen Tageszeitung eine Beschäftigungsinitiative.

85. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

**Antwort:**

Es handelt sich in keiner Weise um eine Arbeitsplatzsubvention. Dieses wäre der Fall, wenn ein identisches, inländisch teureres Produkt mit Hilfe von Subventionen produziert würde.

86. Welcher Anteil der in Deutschland installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde importiert und wie viel Arbeitsplätze sind durch das EEG im Ausland und wo entstanden?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

87. Wie viel Leistung aus erneuerbaren Energien exportiert Deutschland jährlich und wie viel exportieren die übrigen EU-Mitgliedstaaten?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

88. Wie können Anreize für den Export deutscher Technologie im Bereich erneuerbarer Energien gesetzt werden und auf welche diesbezüglichen internationalen Erfahrungen kann Deutschland zurückgreifen?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

89. Welche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten entstehen bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energien in Deutschland?

**Antwort:**

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten einer Energieträgersubstitution liegen naturgemäß über den Kosten für geringfügige Einspar- oder Effizienzmaßnahmen. Allerdings folgen die Kosten für Effizienzmaßnahmen einer exponentiellen Steigerung. Nach Abschöpfung eines ersten Reduktionspotenzials steigen die Kosten erheblich. Die Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger ist dann unabdingbar. Um die Kosten für diese Substitutionsstrategie gering zu halten, ist eine frühzeitige Markteinführung erforderlich. Ansonsten würden die Kosten für die Erreichung zukünftiger CO<sub>2</sub>-Minderungsziele zu einer nicht verkraftbaren Belastung der Volkswirtschaft werden.

Energieträger	Vermeidungskosten 2004 (€/tCO <sub>2</sub> )	Vermeidungskosten 2010 (€/CO <sub>2</sub> )
Wasserkraft < 5 MW	53	21
Biomasse	55	38
Geothermie	140	70
Wind Onshore	65	30
Wind Offshore	0	38
Photovoltaik	529	415

Quelle: BEE auf Grundlage Gesetzentwurf EEG

Vergleich: Das Forum für Energiemodelle beim IER Stuttgart gibt die marginalen Minderungskosten für die Erreichung des 40%-Zieles bis 2020 zwischen 60 und 200 €/tCO<sub>2</sub> an.

90. Sollten Netzausbau- und Regelenergiekosten im EEG berücksichtigt werden? Wenn ja, wie?

**Antwort:**

Das EEG regelt bislang nur die Abnahme, Vergütung und Weiterleitung von Energiemengen. Netzausbaukosten und Regelenergiekosten gehören zum Netzbetrieb und wirken sich ebenso wie die Einsparung von Transportaufwand durch dezentrale Einspeisung auf die Höhe der Netzentgelte aus. Schon aus systematischen Gründen (Unbundling, Regelung an anderer Stelle im EnWG) sollten diese Bereiche nicht mehr als nötig verquickt werden. Problematisch wäre insbesondere eine bundesweite Verteilung von Netzausbaukosten, weil es auf eine Eigentumsfinanzierung per Umlage hinausläufe, wobei die Nutzung des Eigentums nur unter anderem dem gesetzlichen Zweck nach EEG zu zuordnen wäre.

91. Welche infrastrukturellen Herausforderungen für die deutsche Stromversorgung sind durch das EEG bereits entstanden und werden entsprechend dem vorliegenden Gesetzentwurf künftig darüber hinaus entstehen und welche Planungs- und Investitionszeiträume sind dabei zu berücksichtigen?
92. Welche Auswirkungen hat der Zubau bei der Windenergie auf Natur, Landschaft und betroffene Anwohner?
93. Wie wird mit Blick auf die Windenergie das bestehende EEG-Fördersystem bewertet?

94. Gibt es neben dem EEG-Fördersystem alternative Fördermöglichkeiten die effizienter sind? Wenn ja, innerhalb welcher Zeiträume könnten diese realisiert werden?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

95. Kann durch die im Gesetzentwurf für die Windenergie vorgesehenen Vergütungssätze eine Überförderung ausgeschlossen werden?

96. Wie wird die Möglichkeit des Ausschlusses des Ausbaus der Windkraft im Binnenland durch den Gesetzentwurf bewertet?

97. Wie wird die 65-Prozent-Regelung im Gesetzentwurf im Hinblick auf den Ausbau der Windkraft insbesondere im Binnenland bewertet?

98. Welche Konsequenzen kann die Festlegung des Referenzwertes auf 65 Prozent haben?

99. Wie hoch wird das Repowering-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen und wie kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

100. Wie hoch wird das wirtschaftlich erschließbare Offshore-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

101. Welche technologischen, rechtlichen, ökologischen, versicherungstechnischen und schiffahrtstechnischen Probleme hinsichtlich Off-Shore können wie und wann gelöst werden?

102. Welche Vor- und Nachteile hätte die Erschließung des Offshore-Potenzials durch ein Ausschreibungsmodell?

103. Wie groß ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomasse in Deutschland?

104. Welche Effizienzverbesserungen sind bei der Biomasse in den nächsten Jahren zu erwarten?

105. Wie viele Biomasse-Anlagen sind in welchem zeitlichen Rahmen realisierbar?

106. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums von derzeit 20 Jahre auf 15 Jahre bewertet?

107. Welche Auswirkungen hat die Verkürzung des Förderzeitraums auf die Erschließung der Potenziale im Bereich der Biomasse?

108. Wie wird die im Gesetzentwurf bei der Biomasse vorgesehene Erhöhung der Degression für Neuanlagen von 1 Prozent auf 2 Prozent mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?
109. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Brennstoffbonus“ bewertet?
110. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Technologiebonus“ bewertet?
111. Welchen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es bei Biomasse/Biogas?
112. Wie werden Kleine und Große Wasserkraft hinsichtlich ihrer Effizienz und ihrer ökologischen Auswirkungen bewertet?
113. Welcher Stellenwert wird der hohen Stetigkeit der Wasserkraft bei der Stromproduktion im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien beigemessen?
114. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einbeziehung der großen Wasserkraft in die EEG-Förderung bewertet?
115. Ist eine Realisierung der Vorhaben im Bereich Großer Wasserkraftanlagen bis zum 31.12.2012 möglich?
116. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent realisierbar?
117. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen naturschutzrechtlichen Vorgaben bewertet?
118. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Begrenzung des Förderzeitraums bei Anlagen bis 5 MW auf 20 Jahre und über 5 MW auf 15 Jahre bewertet?
119. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze bei der Kleinen und Großen Wasserkraft bewertet?
120. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einführung von Degressionsschritten bei der Kleinen Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW) mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?
121. Wie viele Unternehmen haben bislang die Härtefallregelung in Anspruch genommen?
122. Wie viele Unternehmen werden von der im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelung profitieren können?



123. Wie hoch wird der finanzielle und organisatorische Aufwand der Unternehmer für die Inanspruchnahme der Regelung eingeschätzt?

124. Wie hoch wird das Volumen der Entlastung für die Unternehmer, die die Härtefallregelung in Anspruch nehmen, eingeschätzt?

125. Wie wird die Ausgestaltung der Regelung im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen bewertet?

126. Welche Auswirkungen haben die erneuerbaren Energien auf die Stabilität bzw. Ausbau der Stromnetze und damit auf die Versorgungssicherheit in Deutschland?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

127. Stellt § 14 EEG auch weiterhin sicher, dass Strom, der in Arealnetzen erzeugt und verbraucht wird, von der EEG-Umlage befreit ist?

**Antwort:**

Eigenerzeugung und Verbrauch von Strom in Arealnetzen bleibt weiterhin von der Umlage befreit. Allerdings wird Strom, der von EVU im Sinne des EnWG unmittelbar in Arealnetze eingespeist und an Letztverbraucher abgegeben wird, ebenfalls von der Umlage erfasst.

128. Welche Netzkosten sind durch die erneuerbaren Energien im Hinblick auf den Netzausbau bislang entstanden?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

129. Welche Auswirkungen auf die Netzkosten hätte eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 % bis zum Jahr 2020?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

130. Wie hoch werden die Kosten und das Volumen der Regelernergie eingeschätzt?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

131. Wie wird die Entwicklung der Regelergiekosten und des -volumens bewertet?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

132. Wie wird beurteilt, dass die Regelergiekosten nur die betroffenen Unternehmen zu tragen haben, aber kein bundesweiter Ausgleich stattfindet?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

133. Werden im EEG Netzausbau- und Regelergiekosten verursachungsgemäß zugerechnet? Wenn nein, wie könnte eine gesetzliche Regelung aussehen?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

134. Werden durch einen Ausbau der Windkraft weitere Freileitungstrassen benötigt? Falls ja, in welchem Umfang?

135. Wie hoch ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Geothermie in Deutschland?

**Antwort:**

Für die Antwort wird nur der für das EEG relevante Bereich der geothermischen Stromerzeugung betrachtet. Das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Geothermie in Deutschland ist dann von zwei grundlegenden Faktoren abhängig:

1. ausreichende Erlöse für den erzeugten Strom bzw. die erzeugte Wärme
2. geothermische Ressourcen

Ausreichende Erlöse können durch gesetzliche Maßnahmen (EEG) geregelt werden. Der Sachstandsbericht der Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB) des Deutschen Bundestags, zu den Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland (Herbert Paschen, Dagmar Oertel, Reinhard Grünwald, Februar 2003, TAB-Bericht 84) geht von einem jährlichen technischen Angebotspotenzial von ca. 300 TWh/a, was etwas mehr als dem gegenwärtigen Grundlastanteil der deutschen Stromerzeugung entspricht. (Geothermische Kraftwerke sind Grundlastkraftwerke). Dieses Potenzial tatsächlich komplett zu erschließen, macht unter Berücksichtigung eines auf mehrere Säulen gestellten Energiemixes wenig Sinn, selbst dann, wenn man davon ausginge, dass dieser Energiemix zukünftig ausschließlich aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden sollte. Die Potenziale ergeben sich aus der einfachen Tatsache, dass unabhängig von den geologischen Bedingungen, ab einer bestimmten Tiefe auf dem Festland überall und flächendeckend für eine geothermische Stromerzeugung ausreichende Temperaturen angetroffen werden. In Deutschland müssen dabei, je nach Region, Tiefenbereiche ab mindestens ca. 2500 m bis 4000 m erschlossen werden. Die Bohrungen auf dem Europäischen Hot-Dry-Rock-Testgelände (Soultz-sous-Forêts) haben Teufen von 5500 m erreicht. Die Erschließung auch der größeren der genannten Tiefen entsprechen dem Stand der Technik und sind seit langem in der Kohlenwasserstoffexploration üblich. Grundlage dieses Potenzials ist der ständige Wärmestrom aus dem Erdinnern, der zu jedem Zeitpunkt mehr als das 2.5fache des weltweiten Energiebedarfs an den Weltraum abgibt.

136. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?

**Antwort:**

Derzeit befindet sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland in der Demonstrationsphase. Mehrere Kraftwerke mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen sind im Bau. 2003 wurde in Neustadt-Glewe, Mecklenburg-Vorpommern, der erste geothermische Strom in das Netz eingespeist. Die nächste Anlage wird voraussichtlich in diesem Jahr in Bruchsal, Baden-Württemberg, in Betrieb genommen werden. Ziel des gegenwärtigen Programms ist es, für die sogenannten Enhanced Geothermal Systems, zu denen auch das Hot-Dry-Rock-Verfahren gehört, technologische Bausteine und Konzepte zu entwickeln, die es ermöglichen, auf die jeweiligen am Standort eines Projektes vorgefundenen geologischen Bedingungen mit entsprechenden technischen, weitgehend standardisierten Lösungen für den Untertagebereich reagieren zu können.

Es ist, wie in unserer Antwort auf Frage 65 bereits angeführt, davon auszugehen, dass das zur Verfügung stehende Potenzial nie vollständig ausgeschöpft werden wird und braucht, der Kraftwerksbestand aber bei Bedarf entsprechend ausgebaut werden kann.

Begrenzende Faktoren sind, neben weiteren Forschungs- und Entwicklungsanforderungen, mögliche Kapazitätsengpässe in der Tiefbohrindustrie (Equipment, Personal) und möglicherweise personelle Engpässe im Bereich der Geophysik. Die Bohrindustrie hat bereits unter der Voraussetzung verlässlicher Rahmenbedingungen zugesagt, die im Zuge des Rückgangs der Kohlenwasserstoffexploration abgebauten technischen und personellen Kapazitäten im erforderlichen Maße kurzfristig aufstocken zu können.

Ein weiteres Hemmnis, das im Zusammenhang mit dem Ausbau einer geothermischer Stromerzeugung in Deutschland immer wieder genannt und dem im Sachstandsbericht der Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB) des Deutschen Bundestages noch wesentliche Bedeutung beigemessen wird, nämlich die Voraussetzung, dass die Stromproduktion an eine gleichzeitige Wärmelieferung der Kraftwerke z. B. in Fernwärmenetze gekoppelt sein muss, wurde von der aktuellen Entwicklung inzwischen überholt. Die meisten der derzeit in Bau befindlichen Anlagen werden ohne eine solche Kopplung erstellt. Die überwiegende Zahl der Investoren und Betreiber von uns bekannten weiteren in Planung befindlichen Anlagen gehen ebenfalls von Systemen aus, die allein der Stromerzeugung dienen. Mit anderen Worten, die Wirtschaft hat dieses Hemmnis schlicht selbst abgekoppelt. An Standorten, an denen sich die Abwärme eines Kraftwerks wirtschaftlich nutzen lässt, wird diese Möglichkeit natürlich realisiert. Dieses erfordert dann aber in jedem Fall eine vom Kraftwerksbetrieb unabhängige wirtschaftliche Betrachtung und Vorgehensweise.

Die Geothermische Vereinigung hat für die derzeitige Demonstrations- und Aufbau-phase ein Ziel von 1 GW installierter Leistung innerhalb der nächsten zehn Jahre vorgeschlagen.

137. Sind die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze ausreichend, diese Potenziale zu erschließen?

**Antwort:**

Ja. Es gibt auf Grund der geologischen Rahmenbedingungen Standorte, an denen die gegenwärtigen Vergütungen nach derzeitigem technischen Kenntnisstand noch nicht ausreichen. Diese werden erst dann erschlossen, wenn die entsprechenden technischen Voraussetzungen vorliegen, die eine wirtschaftliche Nutzung ermöglichen.

138. Gibt es neben der EEG-Förderung weitere, bessere Möglichkeiten die Potenziale im Bereich der Geothermie zu erschließen?

**Antwort:**

Nein

139. Kann durch die neue Regelung zum Erfahrungsbericht im Gesetzentwurf, wonach er bis zum 31. Dezember 2007 und dann nur noch alle vier Jahre vorgelegt werden soll, noch in ausreichendem Maße auf alle positiven wie auch negativen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien reagiert werden?

**Antwort:**

Ein vierjähriger Überprüfungs- und Anpassungssturnus reicht einerseits völlig aus, um notwendige Anpassungen entsprechend der jeweiligen Markt- und Technologieentwicklung vorzunehmen. Auf der anderen Seite ist eine solche Mindestlaufzeit von Regelungen notwendig, um einen der großen Vorzüge des EEG, nämlich die Verlässlichkeit und Planbarkeit von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht durch zu häufige Diskussionszeiten zunichte zu machen.

140. Welche Konsequenzen aus dem Erfahrungsbericht wurden konkret im vorliegenden Gesetzesentwurf gezogen?
-

## Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

39. Sind die Ausbauziele 12,5 % bis 2010 und 20 % bis 2020 realisierbar?

**Antwort:**

Die Ziele sind mit Hilfe des EEG als effizientem und effektivem Instrument realisierbar.

40. Entsprechen diese Ausbauziele den Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung insbesondere mit Blick auf einen wirksamen Klimaschutz?

**Antwort:**

Die Erreichung der Ziele ist notwendige Voraussetzung für einen wirksamen Klimaschutz. Mittelfristig sind Treibhausgaseinsparungen wirtschaftlich nur durch die Substitution fossiler Energieträger möglich, gekoppelt mit notwendigen Effizienz- und Einsparstrategien.

41. Wird mit dem Entwurf die EU-Richtlinie vollständig umgesetzt?

**Antwort:**

Mit dem Entwurf wird die EU-Richtlinie hinsichtlich der Ausbauziele, des vorrangigen Netzzugangs und des Herkunftsnachweises vollständig umgesetzt. Außerhalb des EEG fordert die Richtlinie auch den Abbau von administrativen Hemmnissen für EE. Hier besteht bezüglich bau-, planungs- und genehmigungsrechtlicher Vorschriften und im Verwaltungsvollzug noch immenser Nachholbedarf.

42. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

**Antwort:**

Gegenüber dem Bezug konventionellen Stromes entstehen Differenzkosten. Die Differenzkosten liegen in diesem Jahr bei etwa 1,8 Mrd. Euro und werden nicht mehr merklich steigen. Ab dem Jahr 2006 sinken diese Differenzkosten trotz steigender EEG-Menge. Grund ist die geringer werdende Differenz zwischen sinkender EEG-Vergütung und steigenden Strommarktpreisen (ab 2005 einschl. CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen). Im Jahr 2010 liegen sie bei Erreichung des Verdoppelungszieles bei unter 1 Mrd. Euro. Im Jahr 2020 bei Erreichen des 20%-Zieles sind sie deutlich negativ, da bis dahin alle erneuerbaren Energien mit Ausnahme der Photovoltaik voll wettbewerbsfähig sein werden. Die Differenzkosten werden über den gesamten Zeitraum durch die Vermeidung von externen Umwelt- und Ressourcensicherungskosten mehr als kompensiert.

43. Steht Deutschland mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien im internationalen Vergleich allein da?

**Antwort**

Nein.

Nicht nur in Deutschland sondern weltweit sind die Erneuerbaren Energien ein Wachstumsmarkt mit jährlichen Zuwachsraten von über 19 % in den Bereichen Windkraft und Solarenergie. Bisher konzentriert sich diese Entwicklung v.a. auf Europa und wenige weitere Länder wie z.B. Japan und die USA. Über diese Regionen hinaus werden in immer mehr Staaten die Grundlagen für den Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen. Dadurch entstehen weitere Märkte mit enormen Wachschancen, z.B. in China, dass seine bisher installierte Windkraftleistung in den nächsten Jahren verzehnfachen will. Auch Indien, bereits Vorreiter für die Nutzung erneuerbarer Energien in Asien, will diesen Bereich weiter ausbauen und plant die bisher installierte Leistung regenerativer Anlagen von 4.300 MW in den nächsten zehn Jahren zu verdoppeln. Außerdem sollen in

Indien bis 2007 30.000 abgelegene Ortschaften mit Hilfe erneuerbarer Energien elektrifiziert werden.

Für die nächsten Jahrzehnte wird damit gerechnet, dass über den Windkraft- und Solarenergiesektor hinaus jährliche Wachstumsraten von 20 % weltweit erreicht werden und das jährliche Investitionsvolumen bis zum Jahr 2020 auf ca. 450 Milliarden € ansteigen wird.

44. Welche Erfahrungen wurden mit Ausschreibungsmodellen oder anderen Modellen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht?

**Antwort:**

Ausschreibungsmodelle wurden in Großbritannien von 1990 bis 2002, in Frankreich von 1996 und 2001 und Irland seit 1995 angewendet. Die Anwendung dieses Fördersystems hat zu keinen nennenswerten Ausbau der erneuerbaren Energien geführt. Mit einer installierten Windkraftleistung von 552 MW in Großbritannien (2002), 78 MW in Frankreich (2001) und 186 MW in Irland (2003) fallen diese Länder trotz sehr guter Windverhältnisse weiter hinter den Ländern mit preisgestützten Systemen, wie Deutschland und Spanien zurück.

Die geringen Ausbautzahlen bei Ausschreibungsmodellen sind vor allem darauf zurückzuführen, dass nur ein geringer Anteil der in der Ausschreibung erfolgreichen Projekte umgesetzt wird, da die Bieter aufgrund des enormen Konkurrenzdrucks oft unrealistisch niedrige Angebote abgeben. Weitere Nachteile von Ausschreibungsmodellen ergeben sich durch die Ausgrenzung von kleinen privaten Betreiber oder Betreibergesellschaften, weil sie nicht mit den Finanzierungsbedingungen der großen Planungs- und Entwicklungsgesellschaften mithalten können. Die Ausgrenzung wird außerdem durch die langwierigen und bürokratischen Ausschreibungsprozesse verstärkt und die geringe Planungssicherheit für potenzielle Investoren, die sich aus der zum Teil erheblichen Ungewissheit ergibt, bei einer Ausschreibungsrunde berücksichtigt zu werden. Die Projekte werden daher meistens von großen Gesellschaften ohne Beteiligung der lokalen Bevölkerung realisiert, was zu großen Akzeptanzproblemen führt. Außerdem werden die Herausbildung einer eigenen Herstellerindustrie durch die unsichere Marktentwicklung erschwert und Innovationen gehemmt.

Für zertifikatgestützte Quotenmodelle sind bisher ähnliche Erfahrungen zu beobachten. Die Ausbautzahlen in den Ländern mit diesen Systemen liegen ebenfalls weit hinter den Ländern mit preisgesteuerten Fördermodellen (s. Tabelle Förderinstrumente in Europa). Dieser Entwicklungsstillstand ist besonders auf die fehlende Planungssicherheit aufgrund der schwankenden Zertifikatspreise und den damit verbundenen Investitionsrisiken zurückzuführen. Die Planungsunsicherheit führt auch dazu, dass kleinen Betreibern und Planungsfirmen der Marktzugang erheblich erschwert wird und dadurch „Local Benefits“ nicht ermöglicht werden. Ebenso wie beim Ausschreibungsmodell kann das Fehlen der lokalen Wertschöpfung und die alleinige Realisierung der Projekte durch die großen Versorgungsunternehmen erhebliche Widerstände vor Ort auslösen, die den Bau von Onshore-Windparks in gravierender Weise erschweren können.

Sehr bemerkenswert ist, dass im krassen Gegensatz zur ökonomischen Theorie die Quotenregelungen zu durchschnittlich höheren Vergütungspreisen geführt haben als Preisregelungen. Die Windkraftpreise betragen in Ländern mit einer Quotenregelung, wie z.B. Italien 13 ct/kWh und Großbritannien ca. 11 bis 13 ct/kWh, während in Deutschland die Kilowattstunde Windstrom mit 6 bis 8,9 ct/kWh vergütet wird (s. Tabelle Förderinstrumente in Europa).

Bei genauer Betrachtung ist dieses Phänomen aber durchaus erklärbar: In der Markteinführungsphase bestehen vielfältige Unsicherheiten. Wenn zusätzlich für das Produkt Strom ein stark schwankender Marktpreis zu befürchten ist, sind Projektfinanzierungen entweder gar nicht oder nur mit hohen Risikozuschlägen möglich.

Ebenso wie bei Ausschreibungsmodellen verhindert bei Quotenmodellen die unsichere und langsame Entwicklung des Erneuerbare Energiemarktes die Herausbildung einer eigenen Herstellerindustrie.

Ein weiterer gravierender Nachteil ist, dass Quotenregelungen dazu führen können, dass Technologien, die noch weit von der Marktreife entfernt sind, ausgegrenzt werden. Damit würde sich die Förderung ausschließlich auf einzelne Technologien und Standorte, wie z.B. die küstennahe Windkraft, konzentrieren und ein Energiemix, zusammengesetzt aus allen Sparten der erneuerbaren Energien verhindert werden.

Tabelle: Förderinstrumente in Europa

	Land	Windkraftpreise (€ ct/kWh)	Neu- installationen 2003 (MW)	Installierte Leistung Ende 2003 (MW)	Arbeitsplätze
Länder mit Mindestpreis- system	Deutschland	6,6 – 8,8	2.645	14.609	46.000
	Spanien	6,6	1.377	6.202	ca. 20.000
Länder mit Mengen- regelung	Großbritannien	9,6	103	649	ca. 3.000
	Italien	13	117	904	ca. 2.500

45. Welche wirtschaftliche Entwicklung zeichnet sich im Bereich der Windenergie für die nächsten Jahre ab?
46. Welche Auswirkungen hat die in § 10, 4 vorgesehene 65%-Regelung in Kombination mit der Kürzung der Vergütung und der Erhöhung der Degression für die Windindustrie?
47. Wie bewerten Sie die 65%-Regelung grundsätzlich? Wie viel Prozent der für die nächsten Jahre projektierten Anlagen wäre davon betroffen? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie? Sollte eine Übergangsregelung dazu eingeführt werden, um die Planungssicherheit zu erhöhen? Falls ja, wie lange sollte diese sein?
48. Sind die Verbesserungen der Vergütungen für die Realisierung des Zukunftsmarktes Offshore-Windenergie hinreichend?
49. Ist es sinnvoll, schon zu Beginn der Offshore-Entwicklung Anreize zu setzen, besonders küstenferne Gebiete mit großen Wassertiefen zu erschließen?
50. Wie ist die künftige Planung von Offshore-Anlagen im Hinblick auf die Belange des Naturschutzes und des Vogelschutzes zu bewerten? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Wirkung bereits bestehender Regelungen des Genehmigungsverfahrens? Ist der generelle Ausschluss von Natura 2000-Gebieten sachgerecht?
51. Welche Effekte sind mit der Regelung zum Repowering in diesem Bereich zu erwarten?

52. Welche Auswirkungen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres und welche Auswirkungen hätte eine Verschiebung des Einsetzens der Degression jeweils zum 1. Juli eines Jahres für die Windindustrie?

### zu III. Bioenergien

53. Wie ist die wirtschaftliche Entwicklung im Bereich der Bioenergien in den letzten Jahren zu kennzeichnen?
54. Welche Auswirkungen werden die im Gesetzentwurf vorgesehene Kürzung der Vergütungsdauer auf 15 Jahre sowie die Verdopplung der Degression auf die Entwicklung haben? Sind diese Maßnahmen mit dem Ziel einer stärkeren Ausschöpfung der Bioenergie-Potenziale vereinbar?
55. Wo liegen die durch das EEG bisher noch nicht nutzbar gemachten Potenziale der Bioenergien? Wie können Sie nutzbar gemacht werden?
56. Wie sollte der Bonus für nachwachsende Rohstoffe ausgestaltet sein, damit das Ziel der Ausschöpfung des Potenzials von u.a. Energiepflanzen erreicht wird?
57. Welche Effizienzverbesserungen sind im Bereich der Bioenergien in den nächsten Jahren zu erwarten? Ist es sachgerecht innovative Technologien durch einen Technologiebonus zu fördern? Welche Technologien sollten darüber wie gefördert werden?
58. Ist ein Anreiz für den verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung sachgerecht? Wie sollte er ausgestaltet sein?
59. Wie ist die Entwicklung im Bereich kleiner Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren zu kennzeichnen? Welches Potenzial steht hier zukünftig noch zur Verfügung?
60. Wie ist die Begrenzung der Vergütungsdauer und die eingeführte Degression im Zusammenhang mit den neuen Anforderungen hinsichtlich des Naturschutzes zu bewerten?
61. Reichen die Vergütungen zur Realisierung der Potenziale der kleinen Wasserkraft an Standorten mit vorhandenen Wehranlagen aus?
62. Ist der Nachweis eines guten ökologischen Zustandes im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer erforderlich?
63. Ist die vorgeschlagene Degression von der Wasserkraft zu realisieren?
64. Sehen Sie durch die jetzige Regelung einen Anreiz zur (ökologischen) Modernisierung von alten (kleinen) Wasserkraftanlagen?

65. Halten Sie die Regelung zur Einbeziehung der Großen Wasserkraft (Modernisierung) für sachgerecht?
66. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% realisierbar? Welchen Anteil der modernisierungsfähigen Anlagen entspricht dies? Welche weiteren Potenziale könnten durch eine Absenkung auf z.B. 10 % zusätzlich zu welchen Kosten für das EEG erzielt werden?
67. Wie ist die Wirtschaftlichkeit Großer Wasserkraftanlagen zukünftig im Zusammenhang mit der neuen Investitionsperiode im Kraftwerkspark zu bewerten?
68. Welche Regelungen könnten oder müssen über das EEG hinaus im Energiewirtschaftsgesetz getroffen werden?

**Antwort:**

Die wichtigste Voraussetzung für einen fairen Marktzutritt der erneuerbaren Energien ist die vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung des Netzbetriebs von den anderen Teilen der Stromwirtschaft. Viele Einzelregelungen zum Netzzugang im EEG sind vor allem deshalb erforderlich, weil der zuständige Netzbetreiber sich aufgrund der Verflechtung mit anderen Bereichen nicht als neutraler Akteur gegenüber den Marktteilnehmern verhält.

Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde ist zwar ein notwendiger Schritt, die Behörde wird aber unter den gegenwärtigen Bedingungen vornehmlich Reparaturbetrieb eines mangelhaften Ausgangszustands sein müssen. Trotz klarer Regelungen zum Netzzugang im EEG wird die Regulierungsbehörde dazu viele Streitfälle auf den Tisch bekommen.

Die Behörde bedarf einer ausreichenden Zahl von Mitarbeitern/innen und einer Kompetenz zur Anordnung des Sofortvollzugs.

Die Behörde wird auch die Einhaltung der Vorschriften nach §§ 14 und 15 EEG-Entwurf (Wälzung) überwachen müssen, um hier eine ausreichende Transparenz zu schaffen. Die Bedingungen für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt müssen wesentlich verbessert werden.

Die Kalkulation der Netzentgelte muss transparent und kontrollierbar werden. Die Aspekte dezentraler Stromerzeugung müssen beim Umbau der Energiewirtschaft stärker berücksichtigt werden.

69. Halten Sie die im EEG-Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Transparenz und zum Ausschluss von Missbrauch für ausreichend?

**Antwort:**

Nein, vgl. Antwort zu Frage 40 SPD.

70. Wie bewerten Sie den unverzüglichen Ausgleich der EEG-Strommengen?

**Antwort:**

Die Vorschrift in § 14, dass die ÜNB die Mengen und den zeitlichen Verlauf der aufgenommenen Mengen „unverzüglich“ untereinander ausgleichen und den Strom annähert an das Profil der Einspeisung an die EVU abgeben sollen, ist ein sinnvoller Schritt, weil die Aufgabe, den stochastischen Einspeiseverlauf mit dem allgemeinen Kraftwerkseinsatz abzustimmen, auf mehr Akteure und mehr Anlagen verteilt wird. Damit werden auch die Möglichkeiten vergrößert, für diese Aufgabe die jeweils günstigsten Angebote heranzuziehen. Der unverzügliche Ausgleich verhindert, dass Einspeisemen-



gen, die von der Prognose deutlich abweichen (wie es in 2003 der Fall war), zur einer falschen Strompreisgestaltung für Stromverbraucher führen, die erst mit erheblichem Verzug wieder ausgeglichen werden und die Strompreisgestaltung insgesamt intransparent machen.

71. Wie bewerten sie die Ausweitung der Regelung für Härtefälle im EEG?
72. Wie beurteilen Sie die Möglichkeiten der zukünftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie?

**Antwort:**

Generell sollte im EEG ein Anreiz zur Entwicklung und Nutzung neuer Energiespeichersysteme geschaffen werden. Damit können sowohl regelungstechnische Aufgaben gelöst werden als auch vorhandene Netzkapazitäten besser ausgelastet werden. Bei Windkraft bietet sich Bereich von Netzengpässen und für Regelenergiezwecke zum Teil auch ein Erzeugungsmanagement an. Diese Leistung kann aber nur angeboten werden, wenn die damit verbundenen wirtschaftlichen Einbußen ausgeglichen werden. Ein solcher Ausgleich dürfte jedoch zum Teil kostengünstiger zu realisieren sein als andere Maßnahmen zur Netzintegration.

Gute Chancen zu einer optimierten Netzintegration bietet künftig zum Beispiel die Kombination von Bioenergie- und Windkraftanlagen, weil sich Bioenergie zu den Spitzenzeiten der Windstromeinspeisung zwischenspeichern lässt.

73. Welche Möglichkeiten sehen Sie Kosten für Regelenergien zu vermindern?

**Antwort:**

Zunächst ist festzuhalten, dass bislang kein erhöhter Aufwand für Regelenergiebereitstellung für EEG-Strom nachgewiesen wurde, wie eine Expertentagung beim BMWA (11/2003) ergab. Ab welchem Ausbaugrad (insbesondere durch Offshorewindkraft) welcher Aufwand entsteht, ist u.a. Gegenstand der laufenden DENA-Studie. Unabhängig von der EEG-Stromeinspeisung kommt es darauf an, Voraussetzungen für einen funktionierenden Regelenergiemarkt zu schaffen: Ein regelzonenüberschreitender Mengenaustausch vermindert den Bedarf unmittelbar um 30 %. Präqualifikationskriterien sind heute einseitig auf die ÜNB zugeschnitten und müssen geöffnet werden; so hat die Industrie angeboten, durch eigene Kraftwerkskapazitäten und Lastmanagement Regelleistung deutlich kostengünstiger zu liefern. Als weiteres Element der Marktöffnung sollte der Intradaystromhandel eingeführt werden.

74. Welche Möglichkeiten sehen Sie für eine Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare Energien? Welche Anreize sind dafür notwendig bzw. welche Hemmnisse stehen dem entgegen?

**Antwort:**

Grundsätzlich sind Erneuerbare Energien geeignet, auch Regelenergie zu liefern. Bei der Organisation des Marktes muss allerdings darauf geachtet werden, dass das Vorrangprinzip nicht für EEG-Strom ausgehebelt wird. Das wäre zum Beispiel der Fall, wenn EEG-Anlagen zu Regelungszwecken zeitweise abgeschaltet würden, obwohl gleichzeitig regelfähige konventionelle Kraftwerke weitergefahren werden. Zu Anreizen und Hemmnissen vgl. Antworten unter 34 und 35.

75. Wie beurteilen Sie die gemeinsamen Vorschriften für Abnahme, Übertragung und Vergütung? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie ?

**Antwort:**

Die gemeinsamen Vorschriften insbesondere zum Netzzugang enthalten eine Fülle notwendiger Klärungen, deren Fehlen in der Vergangenheit viele Probleme ausgelöst hat. Nachteilig ist, dass die Vergütungspflicht an die Abnahme des Stroms geknüpft ist. Wenn der Netzbetreiber die Abnahme verweigert, besteht so auch keine Vergütungspflicht. Es zweckmäßiger, den Vergütungsanspruch des Einspeisers daran zu knüpfen, dass dieser den Strom tatsächlich anbietet. Das Anbieten ist nicht lediglich ein kaufmännischer Akt sondern setzt voraus, dass der Einspeiser seinerseits alle Voraussetzungen geschaffen hat, den Strom am Netzverknüpfungspunkt übergeben zu können. (Vgl Antwort zu Frage 41 SPD)

Bei der leistungsbezogenen Vergütungsstufung § 3 (5) bestehen im Entwurf noch einige Ungereimtheiten. Im geltenden EEG werden § 4 Anlagen anders behandelt als andere Anlagen, im Entwurf ist unklar, ob Alt- und Neuanlagen unterschiedlich behandelt werden (vgl. Nr.39 SPD). Die vorgesehene Definition der Leistung, soweit sie für die Vergütungsstufung herangezogen wird, behindert eine Auslegung der Anlagen als regelungsfähige Anlagen. Die Definition sollte bei Anlagen nach §§ 6 – 9 nicht auf installierte Leistung sondern auf die mittlere Jahresleistung abgestellt werden, wie es bislang schon bei der Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas der Fall ist. (Vgl Anlage 1)

76. Welche Anreize sollte das Gesetz geben für technologische Innovationen und für eine energiewirtschaftliche Optimierung der Einspeisecharakteristik von EEG-Anlagen?

**Antwort:**

EEG und das Vorläufergesetz StrEG haben bereits eine enorme technische Entwicklung in Gang gesetzt. Die Kosten der Windstromerzeugung sind schon um 60% gesenkt worden, die Kosten der PV-Stromerzeugung sinken inflationsbereinigt um etwa 7% p.a., allein die Anreizwirkung einer Vergütung für geothermischen Strom hat der Branche einen international einmaligen Entwicklungsschub beschert (vgl. FDP-Frage Nr. 39). Daher hat der für Bioenergien vorgesehene Technologiebonus gute Chancen, auch hier weitere Technologien zur Verstromung von Biomasse zur Marktreife zu bringen, die die Umwandlungseffizienz steigern können.

Die Einspeisecharakteristik von EEG-Strom ist derzeit nicht generell problematisch. Optimierungsbedarf besteht lediglich dort, wo durch die Windstromeinspeisung die Netzkapazitäten soweit ausgeschöpft sind, dass der weitere Zubau von EEG-Anlagen behindert wird. Neben dem Ausbau von Netzen bietet sich hier ein Erzeugungsmanagement an (vgl. Frage 34).

Mit zunehmendem Ausbau ist jedoch eine verbesserte Anpassungsfähigkeit von EEG-Anlagen an Netz- und Stromverbrauchsstrukturen zweckmäßig. Die Anpassungsfähigkeit ist immer wesentlich mit der Speicherfähigkeit verbunden. Daher sollte der Technologiebonus dahingehend erweitert werden, dass Anlagen (nicht nur Bioenergieanlagen) diesen Bonus erhalten, die neue Speichersysteme verwenden.

---

## Fragen der Fraktion der FDP

10. Halten Sie die im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs vorgesehenen Maßnahmen für geeignet und hinreichend, um die in § 1 (1) formulierten Ziele zu erreichen?

**Antwort:**

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit dem EEG ist davon auszugehen, dass die im Entwurf aufgeführten Maßnahmen sehr geeignet sind, die Ziele des Gesetzes, eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung zu verringern, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Ressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Stromerzeugungstechnologien aus Erneuerbaren Energien zu fördern, zu erreichen.

Die Maßnahmen sind insoweit nicht hinreichend, als weitere Voraussetzungen vor allem außerhalb des EEG vorliegen müssen, um die Ziele zu erreichen. Dazu gehören vor allem tragfähige Finanzierungsbedingungen für KMU, Abbau von Hemmnissen im Bau- und Planungsrecht und im Verwaltungsvollzug und nicht zuletzt eine breite öffentliche Akzeptanz.

11. Halten Sie bestimmte Erneuerbare Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken für a priori besser geeignet als andere, um die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele zu erreichen?

**Antwort:**

Nein. Es ist erkennbar, dass wir zwar in Zukunft nicht jede technische Möglichkeit zur Energiegewinnung aus erneuerbaren Ressourcen nutzen müssen, dass aber andererseits die Nutzung einer einzelnen Quelle nicht ausreichen wird. Auch wenn die spezifischen Stromerzeugungskosten in den einzelnen Sektoren noch sehr unterschiedlich sind, ist aus heutiger Sicht kaum zu beurteilen, welche Technik auf lange Sicht besonders vorteilhaft anwendbar sein wird. Es macht daher Sinn, alle aussichtsreichen Techniken parallel zu entwickeln. Die zur Zeit noch recht aufwendige PV-Stromerzeugung ist durch die starke Vergütungsdegression einem besonderen Entwicklungsdruck unterworfen. Wenn langfristig erkennbar sein sollte, dass die Anwendung bestimmter Techniken unvorteilhaft und verzichtbar ist, kann dies bei der turnusmäßigen Überprüfung des EEG durch Korrekturen berücksichtigt werden. Bei der Beurteilung ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass die Anwendungsvorteile der verschiedenen Techniken stark standortabhängig sind. Schon im Hinblick auf die Breite der Exportchancen sollte daher die Entwicklung nicht zu früh eingeeengt werden.

12. Wenn ja, weshalb?

13. Wenn nein, würden Sie der Schlussfolgerung zustimmen, dass alle Erneuerbaren Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken deshalb prinzipiell gleich zu behandeln wären?

**Antwort:**

Eine Gleichbehandlung in dem Sinne, eine einheitliche Vergütung für alle Sektoren vorzugeben, würde dem Ziel einer parallelen Entwicklung widersprechen. Eine Studie der DLR im Auftrag der Landesregierung BaWü kam zu dem Ergebnis, dass ein einheitlicher Marktpreis, der sich zum Beispiel aus einer Quotenvorgabe bilden würde, auf mittlere Sicht u.a. deshalb zu höheren Erzeugerpreisen führen würde, weil nach dem Ausschöpfen eines Potenzials (z.B. Wasserkraft) die weitere Markterschließung durch das Fehlen weiterer marktreifer Technologien behindert und verteuert würde. Durch reine Forschungsförderung können die Technologien jedoch nicht zur Marktreife gebracht werden.

14. Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund dieser Überlegung den Sachverhalt, dass die im Rahmen des Gesetzentwurfs vorgesehenen Vergütungen extrem unterschiedlich sind?

**Antwort:**

Entsprechend vorstehender Erläuterung sind die extrem unterschiedlichen Vergütungen gut begründet.

15. Wie bewerten Sie die vorgesehenen Vergütungssätze angesichts der Tatsache, dass es in Südeuropa und darüber hinaus weltweit deutlich bessere Standorte für die Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung als in Deutschland gibt – besser in dem Sinne, dass bei gleichem Aufwand deutlich höhere Energieerträge erwirtschaftet werden können?

**Antwort:**

Für jede einzelne Technologie (Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie, Windkraft und Solare Strahlungsenergie) gibt es weltweit viel bessere Standorte als in Deutschland. Eine Nutzung, beschränkt auf die jeweils besten Standorte hätte aber erhebliche Nachteile:

- Schon innerhalb von Deutschland ist der Stromtransport (Netzentgelte) erheblich teurer als die Stromerzeugung. Bei einem Transport von Strom oder von Umwandlungsprodukten (Wasserstoff) zwischen Klimaregionen würden sich die Kosten vervielfachen.
- Die industriepolitischen Vorteile und die Beschäftigungseffekte wären für Deutschland relativ gering.
- Eine Zentralisierung bei Ausschöpfung von EE-Ressourcen könnte Konflikte auch um diese Ressourcen auslösen und die Versorgungssicherheit erneut gefährden. Damit würden wesentliche Vorteile der EE, die sich auch aus der dezentralen Verfügbarkeit ergeben, verloren gehen.

16. Wie bewerten Sie die Aussage, dass Marktreife und Wirtschaftlichkeit weniger die Eigenschaft bestimmter Technologien sind, sondern vor allem von meteorologischen Gegebenheiten am jeweiligen Anlagenstandort bestimmt werden?

**Antwort:**

Entwicklungsstand der jeweiligen Technologie und der Standort von Anlagen bestimmen zugleich die Wirtschaftlichkeit.

17. Wie bewerten Sie die daraus abzuleitende Schlussfolgerung, dass eine unterschiedliche Marktreife und Wirtschaftlichkeit bestimmter Technologien deshalb ggf. zwar unterschiedliche Standorte für den Anlagenbetrieb begründen, nicht jedoch unterschiedliche Vergütungshöhen für die gewonnene Energie rechtfertigen können?

**Antwort:**

Die Schlussfolgerung ist falsch. Dazu die Erläuterung unter 2. und 4.

18. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die zur Förderung Erneuerbarer Energien vorgesehenen Vergütungssätze auf die mit den betreffenden Techniken am jeweiligen Standort realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Bezug nehmen sollten?

**Antwort:**

Eine ausschließliche Orientierung der Vergütung am Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist nicht sachgerecht, weil die CO<sub>2</sub>-Vermeidung zwar ein wichtiges Ziel beim Ausbau der EE ist, aber keineswegs das einzige.

10. Wie verhalten sich die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze zu den mit den betreffenden Techniken in Deutschland realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten?

**Antwort:**

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten einer Energieträgersubstitution liegen naturgemäß über den Kosten für geringfügige Einspar- oder Effizienzmaßnahmen. Allerdings folgen die Kosten für Effizienzmaßnahmen einer Sprungfunktion. Nach Abschöpfung eines ersten Reduktionspotenzials steigen die Kosten erheblich. Die Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger ist dann unabdingbar. Um die Kosten für diese Substitutionsstrategie gering zu halten, ist eine frühzeitige Markteinführung erforderlich. Ansonsten würden die Kosten für die Erreichung zukünftiger CO<sub>2</sub>-Minderungsziele zu einer nicht verkraftbaren Belastung der Volkswirtschaft werden.

Energieträger	Vermeidungskosten 2004 (€/tCO <sub>2</sub> )	Vermeidungskosten 2010 (€/CO <sub>2</sub> )
Wasserkraft < 5 MW	53	21
Biomasse	55	38
Geothermie	140	70
Wind Onshore	65	30
Wind Offshore	0	38
Photovoltaik	529	415

Quelle: BEE auf Grundlage Gesetzentwurf EEG

Vergleich: Das Forum für Energiemodelle beim IER Stuttgart gibt die marginalen Minderungskosten für die Erreichung des 40%-Zieles bis 2020 zwischen 60 und 200 €/tCO<sub>2</sub> an.

47. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt auch angesichts der Überlegung, dass durch Strom aus Erneuerbaren Energien jeweils die gleiche Kilowattstunde aus fossilen Energiequellen ersetzt werden soll?

**Antwort:**

Siehe Antwort zu Frage 10.

48. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze auf die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen Bezug nehmen sollten?

**Antwort:**

Unter der Annahme, dass mit Verfügbarkeit die zeitliche Verlauf der Anlagenleistung am jeweiligen Standort gemeint ist, folgende Antwort:

Die jeweiligen Vergütungssätze zielen darauf ab, einen hinreichenden wirtschaftlichen Anreiz zum Bau und Betrieb der Anlagen zu schaffen. Wenn nun entsprechend der Volllaststundenzahlen die Vergütung für Windkraft abgesenkt würde, könnte das angestrebte Ausbauziel nach §1 nicht erreicht werden, ohne dass dadurch andererseits Vorteile erzielt würden. Da der Einspeiseverlauf von EEG-Strom heute bis auf Ausnahmen (Netzengpässe) nicht problematisch ist, sollte die Vergütungsstruktur nicht generell danach umgestellt werden. Im Hinblick auf künftige Ausbauziele macht es jedoch Sinn, heute zusätzliche Anreize für die Entwicklung von Speichertechniken zu setzen.

49. Berücksichtigen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen?

50. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

51. In welchen Ländern wurden bzw. werden zur Förderung Erneuerbarer Energien „mengensteuernde Instrumente“ im Sinne zertifikatgestützter Handelsmodelle eingesetzt, wonach beispielsweise Netzbetreiber und Eigenerzeuger verpflichtet werden, eine bestimmte Menge oder einen Anteil durchgeleiteten bzw. selbst genutzten Stroms aus der Nutzung Erneuerbarer Energien zu decken?

**Antwort:**

Derzeit wird in Großbritannien, Italien, Belgien, Schweden, den USA (in Texas und weiteren Bundesstaaten), Japan und Australien eine Quotenregelung verbunden mit einem Zertifikatehandel angewendet.

52. Welche Erfahrungen wurden mit dem Einsatz derartiger Steuerungsinstrumente bisher gesammelt?

**Antwort:**

Die Ausbauzahlen in den Ländern mit Quotenregelungen liegen weit hinter den Ländern mit preisgesteuerten Fördermodellen (s. Tabelle Förderinstrumente in Europa). Dieser Entwicklungsstillstand ist besonders auf die fehlende Planungssicherheit aufgrund der schwankenden Zertifikatspreise und den damit verbundenen Investitionsrisiken zurückzuführen. Die Planungsunsicherheit führt auch dazu, dass kleinen Betreibern und Planungsfirmen der Marktzugang erheblich erschwert wird und dadurch „Local Benefits“ nicht ermöglicht werden. Ebenso wie beim Ausschreibungsmodell kann das Fehlen der lokalen Wertschöpfung und die alleinige Realisierung der Projekte durch die großen Versorgungsunternehmen erhebliche Widerstände vor Ort auslösen, die den Bau von Onshore-Windparks in gravierender Weise erschweren können.

Sehr bemerkenswert ist, dass im krassen Gegensatz zur ökonomischen Theorie die Quotenregelungen zu durchschnittlich höheren Vergütungspreisen geführt haben als Preisregelungen. Die Windkraftenergiepreise betragen in Ländern mit einer Quotenregelung, wie z.B. Italien 13 ct/kWh und Großbritannien ca. 11 bis 13 ct/kWh, während in Deutschland die Kilowattstunde Windstrom mit 6 bis 8,9 ct/kWh vergütet wird (s. Tabelle Förderinstrumente in Europa).

Bei genauer Betrachtung ist dieses Phänomen aber durchaus erklärbar: In der Markteinführungsphase bestehen vielfältige Unsicherheiten. Wenn zusätzlich für das Produkt Strom ein stark schwankender Marktpreis zu befürchten ist, sind Projektfinanzierungen entweder gar nicht oder nur mit hohen Risikozuschlägen möglich.

Ebenso wie bei Ausschreibungsmodellen verhindert bei Quotenmodellen die unsichere und langsame Entwicklung des Erneuerbare Energiemarktes die Herausbildung einer eigenen Herstellerindustrie.

Ein weiterer gravierender Nachteil ist, dass Quotenregelungen dazu führen können, dass Technologien, die noch weit von der Marktreife entfernt sind, ausgegrenzt werden. Damit würde sich die Förderung ausschließlich auf einzelne Technologien und Standorte, wie z.B. die küstennahe Windkraft, konzentrieren und ein Energiemix, zusammengesetzt aus allen Sparten der erneuerbaren Energien verhindert werden.

Tabelle: Förderinstrumente in Europa

	Land	Windkraftpreise (€ ct/kWh)	Neu- installationen 2003 (MW)	Installierte Leistung Ende 2003 (MW)	Arbeitsplätze
Länder mit Mindestpreis- system	Deutschland	6,6 – 8,8	2.645	14.609	46.000
	Spanien	6,6	1.377	6.202	ca. 20.000
Länder mit Mengen- regelung	Großbritannien	9,6	103	649	ca. 3.000
	Italien	13	117	904	ca. 2.500

53. Wo liegen die besonderen Stärken und Schwächen mengensteuernder Instrumente im Vergleich zum EEG-Fördermechanismus (technologiespezifische Förderung durch administrierte Preise)?

**Antwort:**

In der volkswirtschaftlichen Theorie führen sowie eine Mengen- als auch eine Preissteuerung zum gleichen gewünschten Preis-Mengen-Verhältnis. Ihre Wirkungsweise ist lediglich abhängig von den praktischen Rahmenbedingungen. Befürworter einer Mengenregelung begründen die Ablehnung einer Preissteuerung mit der Skepsis gegenüber der Fähigkeit des Staates, den optimalen Preis zu finden und zu setzen. Demgegenüber könne die Menge normativ festgelegt werden (vergleichbar einem Plansoll).

Dieses bringt zahlreiche Nachteile mit sich:

- Eine Mengenfestlegung setzt gleichzeitig einen oberen Deckel. Somit werden nicht nur Umweltschädigungen beschränkt sondern auch Umweltnutzen. So muss die Fähigkeit, die richtige Menge für das gesamtstaatliche Optimum zu setzen, noch stärker in Zweifel gezogen werden.
- Der Preis, der sich bei Erreichung der Zielmenge ergibt, ist für alle Anbieter – hier also für jede kWh Strom aus erneuerbaren Energien – gleich. Es ergeben sich also Mitnahmeeffekte (Produzentenrenten) für alle Anbieter mit geringeren Produktionskosten als der letzten nachgefragten kWh. Beispielsweise wären Mitnahmeeffekte für Windkraftstandorte an der Küste in Höhe von etwa 40% nicht überraschend.
- Mengenmodelle differenzieren nicht nach der Herkunft des Produktes. Somit fallen teurere Energieträger wie Photovoltaik, Geothermie oder die Nutzung nachwachsender Rohstoffe je nach Quotenhöhe aus dem Fördersystem heraus.
- Die Preisvolatilität eines Mengensteuerungsmodells führt zu höheren Risiken der Marktteilnehmer. Dies resultiert entweder in einer Nichterreichung der Zielmenge oder in höheren Preisen, da eine Risikoaufschlag einkalkuliert werden muss.
- Das erhöhte Preisrisiko führt weiterhin zu einer Ausgrenzung kleiner und mittelständischer Anbieter, da diese den finanziellen Rückhalt nicht aufbringen können.
- Die Konzentration auf wenige große Anbieter führt zu geringerer örtlicher Akzeptanz von Energieerzeugungsanlagen, da keine regionale Wertschöpfung erfolgt.
- Da Mengensteuerungsinstrumente nur zu einem Wettbewerb von Standorten und Energieträgern untereinander führt, verfehlen sie das Ziel der Energieträgerdiversifizierung und Dezentralisierung.
- Ein preissenkender Effekt des Wettbewerbes tritt kaum auf, da die Kostenreduktionspotenziale im Betrieb von Anlagen nur sehr gering sind. Diese bestehen vielmehr im Anlagenbau. Hierfür setzt eine Mengensteuerung mit den erwähnten Mitnahmeeffekten keine Anreize.

In der Praxis zeigen sich die beschriebenen Effekte allesamt sehr deutlich. Beispiel Großbritannien: Konzentration auf Windkraftgroßprojekte, kaum Ausbaufortschritte, geringe Akzeptanz, hohe Kosten – die Vergütung für Windstrom liegt oberhalb derer in Deutschland, obwohl die reinen Erzeugungskosten aufgrund besserer Windverhältnisse deutlich geringer sind.

Demgegenüber ermöglicht das EEG eine exakte Preisdifferenzierung zwischen Energieträgern, Standorten und Anlagengrößen und damit neben dem Ziel der Bereitstellung CO<sub>2</sub>-neutralen Stromes die Erreichung aller Nebenziele (u.a. Dezentralität, Potenzialausnutzung, regionale Wertschöpfung, Kosteneffizienz). Die geeignete Preisauswahl erfolgt durch regelmäßige Auswertung der Erfahrungen und Anpassung der Vergütungssätze und –stufen, wie beispielhaft im gegenwärtigen Novellierungsprozess. Damit ist das EEG jedem Mengensteuerungsmodell deutlich überlegen.

54. Kann den bisher erkennbar gewordenen Schwierigkeiten beim Einsatz mengensteuernder Instrumente durch eine geeignete Ausgestaltung der Verfahrensregeln begegnet werden?

**Antwort:**

Hierfür wären folgende Probleme zu lösen:

- Differenzierung nach Energieträgern, Anlagengröße und Standort durch Teilquoten (was allerdings mit erheblichem administrativen Aufwand verbunden wäre)
- Regelmäßige Anpassung der Quoten nach Auswertung von Erfahrungsberichten
- Schaffung einer ausreichenden Investitionssicherheit durch die Ermöglichung langfristiger Lieferverträge und damit stabiler Preise

Im Ergebnis wäre ein solches Mengensteuerungsmodell die „Spiegelung“ des EEG, wobei das EEG mit deutlich geringerem administrativen Aufwand auskommt.

55. Wenn nein, weshalb nicht?

**Antwort:**

Siehe Frage 18.

Das EEG ist in seiner differenzierten Zielerreichung deutlich effektiver und effizienter als ein Mengensteuerungsmodell, so sehr dieses auch durch Modifikation an die Systematik des EEG angepasst werden sollte.

56. Wenn ja, worauf wäre dabei gegebenenfalls zu achten?

**Antwort:**

Siehe Frage 18, 19.

57. Halten Sie das vorgesehene Gesetz für geeignet und hinreichend um sicherzustellen, dass die Betreiber und Entwickler der betreffenden Anlagen in die Lage versetzt werden, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten?

**Antwort:**

Mit Hilfe des bestehenden EEG konnte in Deutschland eine hochinnovative Branche entstehen, die in Teilen weltweit technologisch führend ist. Die im EEG vorgesehenen Degressionsschritte (incl. annuitätischer Geldwertminderung) geben die erforderlichen Lernkurven vor, um in kurzer Zeit die Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Energien zu erreichen.

58. Bis zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie dies für jeweils welche Technologie unter welchen Annahmen?

**Antwort:**

Gäbe es einen vollkommenen Elektrizitätsmarkt, in dem alle externen Kosten (Umweltbelastungen, Ausgaben zur Ressourcensicherung, Subventionen) internalisiert wären, so wären alle erneuerbaren Energien mit Ausnahme der Photovoltaik bereits heute wettbewerbsfähig. (Photovoltaik und auch Geothermie befinden sich noch in einer frühen Phase der technischen Entwicklung.)

In Deutschland wird mit Hilfe der Stromsteuer und zukünftig auch der Zuteilung von handelbaren Emissionsrechten approximativ eine im Verhältnis geringfügige Internalisierung vorgenommen.

Unter diesen Umständen ist die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien dann gegeben, wenn ihr Preis (Vergütung) niveaugleich mit dem Preis des vermiedenen kon-



ventionellen Strombezuges ist. Gegenwärtig wird die Untergrenze für diesen durch den Strommarktpreis (Bsp. EEX-Börse) bestimmt. Ab dem Jahr 2005 werden hierzu Zertifikatskosten für fossilen Strom hinzugerechnet werden müssen. Die Tabelle gibt an, zu welchem Zeitpunkt voraussichtlich der Schnittpunkt von degressiver EEG-Vergütung und progressivem Strommarktpreis erreicht sein wird.

Sachgerecht wäre zudem eine Befreiung des Stromes aus erneuerbaren Energien von der Stromsteuer. Unter dieser Bedingung wäre der Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit noch früher erreicht.

Energieerzeugung (Neuanlagen)	Erreichung der Wettbewerbsfähigkeit gemessen am Strommarktpreis einschl. CO2-Zertifikatspreis	Erreichung der Wettbewerbsfähigkeit gemessen am Strommarktpreis einschl. CO2-Zertifikatspreis und Stromsteuerbefreiung
Wasserkraft < 5 MW	2013	2008
Biomasse *	2014	2010
Geothermie *	> 2020	2019
Wind Onshore	2011	2008
Wind Offshore **	2011	2008
Photovoltaik *	> 2020	> 2020

Quelle: BEE; Vergütungen auf Grundlage des Gesetzentwurfes EEG; Strompreis auf Grundlage WEsER-Modell (bremer energie institut), DIW, Ökoinstitut, RWI; CO2-Zertifikate 2005-2008: 10 €/tCO<sub>2</sub>, 2008-2020: 15 €/CO<sub>2</sub>

\* Zur Vereinfachung wurde hier eine Mischkalkulation verschiedener Anlagentypen/-größen eingesetzt.

\*\* Der im Gesetzentwurf vorgesehene erhöhte Vergütungssatz für Offshore-Anlagen gilt nicht mehr für Neuanlagen ab 2011.

59. Gibt das vorgesehene Gesetz den Betreibern und Entwicklern der betreffenden Anlagen hinreichend Anreize zur Kostenminimierung?

**Antwort:**

Da die jeweilige Vergütung sich nicht an den individuellen Bau- und Betriebskosten einzelner Anlagen orientiert sondern an Durchschnittswerten, hängt der erzielbare Gewinn davon ab, in wieweit der einzelne Anlagenbetreiber seine Kosten unter den Durchschnitt absenken kann. Insoweit besteht ein starker Anreiz zur Kostenminimierung, der auch auf die Hersteller von Anlagen durchschlägt.

60. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

**Antwort:**

Die vielfältigen Differenzierungen der Vergütung im EEG einschließlich der Degression zielen bereits darauf, für jede Situation den gerade ausreichenden wirtschaftlichen Anreiz zu schaffen. Insbesondere bei der Bioenergie wurde beim Entwurf der Bogen überspannt. Unter den vorgesehenen Bedingungen wird es nicht zum weiteren Ausbau kommen. Generell vermindert jede zusätzliche Einschränkung der Vergütung das wirtschaftlich erschließbare EE-Potenzial.

61. Welche Auswirkungen hat das vorgesehene Gesetz auf die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

62. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

63. Halten Sie es für erforderlich, Energie- und Klimapolitik auf nationaler wie auf internationaler Ebene hinsichtlich der Instrumente und Förderarrangements zu verknüpfen?

**Antwort:**

Dies ist wünschenswert. Dabei kommt es aber nicht auf eine Gleichschaltung der Instrumente sondern auf eine geeignete Abstimmung an. So muss beispielsweise vermieden werden, dass es zu Doppelförderungen und –anrechnungen kommt. Im Stromsektor hat die Europäische Union mit der Richtlinie zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt den richtigen Weg beschritten, indem sie den Mitgliedsstaaten die Wahl des Instrumentes zur Erreichung der vereinbarten Ziele freigestellt hat. Leider sind bisher nur wenige Länder (allesamt mit Preissteuerung) wie Deutschland ausreichend erfolgreich beim Ausbau der erneuerbaren Energien, so dass es wünschenswert wäre, wenn weitere EU-Mitgliedsstaaten das nach allen Erfahrungen deutlich effektivere und effizientere Preissteuerungsinstrument übernehmen würden.

64. Trägt das vorgesehene Gesetz zu einer solchen Verknüpfung von Energie- und Klimapolitik bei?

**Antwort:**

Ja.

Das EEG ist Bestandteil des nationalen Klimaschutzprogrammes und trägt zur Emissionsminderung in der deutschen Energieerzeugung maßgeblich bei.

65. Wenn nein, wie könnte eine solche Verknüpfung geleistet bzw. verbessert werden?

**Antwort:**

Siehe Frage 28.

66. Welche Möglichkeiten gibt es, um die so genannten projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls (Clean Development Mechanismen (CDM) und Joint Implementation (JI)) mit der Förderung Erneuerbarer Energien zu verbinden?

**Antwort:**

Die Möglichkeiten mit den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls (Clean Development Mechanismen (CDM) und Joint Implementation (JI)) erneuerbare Energien zu fördern, sind sehr gering. Zunächst werden mit CDM und JI v.a. kostengünstigere Effizienzsteigerungen konventioneller Energieträger unterstützt, die zwar zu kurzfristigen Treibhausgasreduktionen führen, aber langfristig weniger wirkungsvoll sind als eine frühe Förderung erneuerbarer Energien. Zudem erschweren die hohen Transaktionskosten von CDM und JI aufgrund aufwendiger Zertifizierungsverfahren insbesondere die Unterstützung dezentraler erneuerbarer Energieprojekte.

Das indische Ministerium für nicht-konventionelle Energieressourcen kommt aufgrund dieser Hemmnisse zu der Einschätzung, dass die Förderung erneuerbarer Energien durch CDM unbedeutend sein wird. Indien will daher seine bisherigen Förderinstrumente unabhängig von der Einführung von CDM fortsetzen. (Shri. A. M. Gokhale, Secretary Ministry of Non-conventional Energy Sources, Govt. of India, auf dem Teri-Workshop in New Delhi am 7-8 Februar 2004).

Falls dennoch Erneuerbare Energieprojekte über CDM gefördert werden, muss sichergestellt sein, dass es sich um Projekte handelt, die nicht ohnehin im jeweiligen Staat umgesetzt worden wären.

67. Wie bewerten Sie die Aussage, dass CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung grundsätzlich jedem der in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele entsprechen können?

**Antwort:**

Die Aussage ist falsch, da CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung nicht grundsätzlich jedem der in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele entsprechen können. CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung können zwar zur CO<sub>2</sub> Minderung beitragen. Klimaschutz ist aber nicht das einzige in § 1 (1) formulierte Ziel.

Ein weiteres Ziel ist es, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern und Natur und Umwelt zu schonen. Mit CDM-Projekten können aber nicht die externe Effekte der Energiegewinnung, die sich vorwiegend in Deutschland auswirken, wie z.B. SO<sub>2</sub>- und Nox-Emissionen, Schädigung des Wasserhaushaltes durch den Braunkohletagebau und radioaktive Abfälle, vermieden werden. Für die Vermeidung dieser externen Effekte ist der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland eine zwingende Voraussetzung.

Außerdem soll mit dem Gesetz ein Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen geleistet werden. CDM-Projekte können dies nur eingeschränkt leisten, da es für die Konfliktvermeidung notwendig ist, den heimischen Ausbau der erneuerbaren Energien verstärkt zu fördern, um die Abhängigkeit von Energieeinfuhren zu verringern und so die Versorgungssicherheit zu verbessern.

Ein weiteres Ziel des Gesetzes ist die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Erfahrungen zeigen, dass dafür die Entwicklung eines heimischen Marktes erforderlich ist, um die Ansiedelung eines eigenständigen Industriesektors zu ermöglichen.

68. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um die genannten Instrumente des Kyotoabkommens in die weitere Förderung Erneuerbarer Energien einzubeziehen?

**Antwort:**

Siehe Antwort zu Frage 30.

69. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um Leistungen der deutschen (technischen) Entwicklungszusammenarbeit zur Verbindung von Energie- und Klimapolitik zu nutzen?

**Antwort:**

Bei der Entwicklungszusammenarbeit kommt es auf Technologietransfer aber auch auf Politiktransfer an. So ist es von Bedeutung, wirtschaftlich weniger entwickelte Länder in die Lage zu setzen, mit geeigneten Instrumenten, ihr Potenzial an erneuerbaren Energien zu nutzen. Diese Politikberatung ist elementare Voraussetzung dafür, dass die Energieversorgung dort strukturell nachhaltig und auf regionale Ressourcennutzung eingestellt wird.

Entwicklungspolitische Maßnahmen wie der Aufbau kleiner Kraftwerkseinheiten u.ä. drohen eher in Anbetracht des erheblich steigenden Energiebedarfes der betreffenden Länder zu verpuffen.

70. Wie bewerten Sie die Aussage, dass bei der weiteren Förderung Erneuerbarer Energien die Kosten gesenkt und die kommunale Planungshoheit insbesondere bei den Windkraftanlagen gestärkt werden müsse, und wie könnte dies erreicht werden?

71. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die vorgesehenen Fördersätze insbesondere mit Blick deutlich überhöhte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen an vergleichsweise

ungünstigen Standorten im Hinblick auf teilweise weiterhin bestehende Überförderungsstatbestände sofort reduziert werden müssen?

72. Wie bewerten Sie die Aussage, dass insbesondere die Nutzung landgestützter Windenergieanlagen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen Bürgerinnen und Bürger erfolgen darf, m die Akzeptanz Erneuerbarer Energien nicht zu gefährden?
73. Was könnte unternommen werden, um die kommunale Planungshoheit in diesem Regelungsbereich wieder zu stärken?
74. Welche Entwicklungen und Erfordernisse sehen Sie mit Blick auf die künftige Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der Erneuerbaren Energien?

**Antwort:**

Hier ist in erster Linie auf die Stellungnahmen der einzelnen Fachverbände zur jeweiligen Technologie zu verweisen. Gemeinsamer Forschungsbedarf besteht in Richtung Speichertechnologie, Inselbetrieb (Export), Integration von Anlagen in Hybridsysteme. Erheblicher Forschungsbedarf besteht ferner im Sektor regenerativer Kraftstoffe. Eine ausführliche Darstellung des Forschungsbedarfs hat der Forschungsverbund Sonnenenergie zusammengestellt, die wir hiermit besonders hervorheben möchten.

75. Welche Entwicklungsperspektiven erkennen Sie jeweils für den Bereich welcher Energieträger bzw. Techniken, insbesondere bei der Geothermie?

**Antwort:**

Diese Frage steht im Zusammenhang mit Nr. 38 (Erfordernisse der Grundlagenforschung).

Die verstärkten Forschungsanstrengungen, die durch eine beträchtliche Erhöhung der Bundesmittel für die Geothermieforschung (insbesondere aus ZIP-Mitteln) seit 2001 ermöglicht wurden, haben bereits nach relativ kurzer Zeit zu enormen Fortschritten und Erfolgen geführt. Der in den letzten 15 Jahren aufgelaufene Forschungsrückstand gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern und gegenüber anderen Staaten, in denen Geothermieforschung und Entwicklung betrieben wird, konnte erheblich abgearbeitet werden. Deutschland ist es gelungen, innerhalb von wenigen Jahren einen international viel beachteten Spitzenplatz zu besetzen. Viele Forschungsergebnisse konnten bereits unmittelbar in die Anwendung und wirtschaftliche Nutzung überführt werden. Die Branche profitiert davon und hat bereits mit Investitionen und Neueinstellungen reagiert. Eine dynamische Entwicklung wurde in Gang gesetzt, die von Anfang an auch direkte Impulse und Anreize in die Wirtschaft hinein brachte. Die getätigten Arbeiten und laufenden Programme sind aber nicht nur für den Binnenmarkt von Bedeutung, sondern stärken die Exportfähigkeit erheblich.

Weitere Maßnahmen sind erforderlich, insbesondere bei der Erschließung neuer, bislang kaum erforschter Ressourcen (der sogenannten „Störungszonen“) und der Weiterentwicklung der Enhanced Geothermal Systems (EGS), zu denen auch die Hot-Dry-Rock-Technologie gehört. Verbesserungen in der Frac- Stimulations- und Simulationstechnik, in der Begleitforschung bei laufenden kommerziellen Vorhaben (zur Ermittlung von Kosten- und Preisreduktionspotenzialen).

Derzeit befindet sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland in der Demonstrationsphase. Mehrere Kraftwerke mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen sind im

Bau. 2003 wurde in Neustadt-Glewe, Mecklenburg-Vorpommern, der erste geothermische Strom in das Netz eingespeist. Die nächste Anlage wird voraussichtlich in diesem Jahr in Bruchsal, Baden-Württemberg, in Betrieb genommen werden. Ziel des gegenwärtigen Programms ist es, für den Bereich der EGS technologische Bausteine und Konzepte zu entwickeln, die es ermöglichen, auf die jeweiligen am Standort eines Projektes vorgefundenen geologischen Bedingungen mit entsprechenden technischen, weitgehend standardisierten Lösungen für den Untertagebereich reagieren zu können.

Ausgeschöpft ist ebenfalls noch nicht das Wirkungsgradpotenzial der zum Einsatz kommenden Niedertemperaturturbinen (ORC, Kalina). Ein deutscher Hersteller bietet seit kurzem Aggregate an, die einen rund 50% (!) höheren Wirkungsgrad gegenüber gängigen, auf dem Weltmarkt erhältlichen ORC-Turbinen erzielen. Damit ist man derzeit konkurrenzlos. Diese Entwicklung wurde im Wesentlichen dadurch ermöglicht, dass auf Grund der anlaufenden deutschen geothermischen Stromerzeugung Absatzchancen im Binnenmarkt geschaffen wurden und weitere geschaffen werden sowie nun endlich heimische Referenzanlagen zur Verfügung stehen.

Allein durch die Tatsache, dass die Geothermie in das Erneuerbare Energien Gesetz aufgenommen und durch ein kluges Forschungsprogramm begleitet wurde und wird, ist bereits vor der ersten im November 2003 in das Netz eingespeisten Kilowattstunde geothermischen Stroms, ein Innovationsprozess in Gang gesetzt worden, den es in der gesamten Branche bislang in diesem Maße, in dieser Intensität und in dieser Geschwindigkeit nirgendwo auf dem Globus gegeben hat. Das hat uns auf eine Überholspur geführt, auf die uns keines der anderen bekannten Fördersysteme hätte bringen können.

Weltweit steht ein gewaltiges wirtschaftliches Potenzial zur Verfügung. Nach einer aktuellen Marktanalyse eines großen deutschen Kraftwerksbauers beträgt das bekannte weltweite Ausbauvolumen allein im klassischen Bereich der geothermischen Stromerzeugung ca. 20 Mrd. € in den nächsten zehn Jahren. Der Ausbau von Technologien, die einen, den geologischen Rahmenbedingungen überall anpassbaren Kraftwerksbau ermöglichen, wird derzeit allein in Deutschland konsequent vorantrieben. Dieser vervielfacht das genannte Marktpotenzial erheblich.

Für Deutschland hat die Geothermische Vereinigung für die gegenwärtige Demonstrations- und Aufbauphase ein Ziel von 1 GW installierter Leistung innerhalb der nächsten zehn Jahre vorgeschlagen.

76. Werden diese Entwicklungen und Erfordernisse im Rahmen des vorliegenden Gesetzesentwurfs hinreichend berücksichtigt?

**Antwort:**

Im wesentlichen werden die Erfordernisse berücksichtigt.

77. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

78. Wie bewerten Sie den Vorschlag, die Förderung Erneuerbarer Energien nicht einseitig auf die Netzeinspeisung des aus regenerativen Trägern gewonnenen Stroms abzustellen, sondern verstärkt die Möglichkeit zu nutzen, die gewonnene Energie unter Nutzung und Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechniken zu konservieren?

**Antwort:**

Der Vorschlag wird bei zunehmendem Ausbau der EE an Bedeutung gewinnen, allerdings nicht als Gegensatz zu einer Netzeinspeisung, sondern um die Netzintegration zu

verbessern. Der BEE schlägt vor, den Technologiebonus im EEG um die Einführung von Speichersystemen zu erweitern.

79. Wie bewerten Sie Leistungs- und Entwicklungspotentiale zugehöriger Techniken und Verfahren, u. a. mit Blick auf eine Produktion und Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Substitution fossiler Brennstoffe insbesondere im Verkehrsbereich?

**Antwort:**

Nachdem die Autoindustrie lange auf Wasserstoff als Nachfolger des Erdöls gesetzt hat, herrscht einiger Zeit die Einsicht vor, dass Wasserstoff zwar als Zukunftsoption offen gehalten werden soll, auf absehbare Zeit allerdings viel höhere Systemkosten verursachen würde als andere regenerative Kraftstoffe insbesondere biogene Kraftstoffe. Durch die Steuerbefreiung für biogene Kraftstoffe ab 1.1.04 ist der Weg für eine breite Markteinführung, die über Biodiesel weit hinausgeht, geöffnet. Es besteht in diesem Sektor noch erheblicher Forschungsbedarf.

80. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil den Erneuerbaren Energien hierdurch längerfristig die Perspektive eröffnet wird, zur energetischen Grundlastversorgung beizutragen?

**Antwort:**

Erneuerbare Energien werden ohnehin zur Grundlastversorgung beitragen relativ unabhängig davon, ob Energie zwischengespeichert wird. Insbesondere die Kombination mehrerer Sparten der EE kann eine Grundlastversorgung ohne völlig neue Speicherkonzepte gewährleisten.

81. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung Erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil hierdurch ein erheblicher Kostenvorteil dadurch realisiert werden kann, dass die anderenfalls erforderlich werdenden massiven und zusätzlichen Investitionen in eine Erweiterung der Netzkapazitäten und der Regelenergiereserve zumindest zu einem maßgeblichen Teil erübrigt werden?

**Antwort:** siehe Antwort des BWE

Bisherige Untersuchungen (u.a. von Prof. Haubrich für EON) zeigen, dass ein Netzausbau in der Regel die wirtschaftlichste Lösung zur Integration einer großen Menge EE-Stroms darstellt. Speichertechniken, die über die heute übliche Speicherung von Wasserkraft, Gaskavernen etc. hinausgehen, würden beim heutigen Entwicklungsstand neuer Speichertechnik den Strom erheblich verteuern.

82. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die Erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Wasserstofftechnologie die Chance bieten, den Verkehrssektor in ein klimapolitisches Gesamtkonzept einzubinden?

**Antwort:**

Die erneuerbaren Energien bieten die Chance einer Einbindung des Verkehrssektors in ein klimapolitisches Gesamtkonzept in erheblichem Umfang. Der BEE hat ermittelt, dass mehr als 50% des deutschen Kraftstoffbedarfs aus heimischer Produktion gedeckt werden könnten. Die Entwicklung der Verfahrenstechnologie zur Umwandlung und der Aufbau einer entsprechenden Produktionskette verlangen allerdings Zeiträume, die keine Rohstoffkonflikte mit der nächsten Anlagengeneration zur Verstromung von Bioenergie entstehen lassen. Im Gegenteil, gibt es einige gemeinsame Verfahrensschritte bei der Aufbereitung von Biomasse (z.B. Methangewinnung), deren Entwicklung zur Marktreife sich später für die Kraftstoffproduktion nutzen lassen wird.



# **Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.**

## **Anlage 1**

**2/04**

### **Veränderte Leistungsdefinition für Vergütungsstufung im EEG**

#### **Ausgangssituation**

Das EEG hat derzeit eine leistungsabhängige Vergütungsstufung, die für verschiedene Sparten ganz unterschiedlich definiert ist.

Während bei den Anlagen nach § 4 (Wasserkraft, Klärgas, Deponiegas und Grubengas) die Anlagenleistung für die Vergütungsstufung als durchschnittliche Jahresleistung ermittelt wird, gilt bei Anlagen nach den §§ 5 und 6 (Bioenergie und Geothermie) die installierte Leistung der Maschinen als Maßstab. Sachliche Gründe für diese unterschiedliche Handhabung sind nicht erkennbar, der Unterschied erklärt sich eher aus der Historie des StrEG.

Im Regierungsentwurf zur Novellierung des EEG ist nun vorgesehen, die Vergütungsstufung für alle Anlagen anhand der installierten Leistung vorzunehmen.

Dabei ist unklar, inwieweit diese neue Definition auch für bestehende Anlagen gelten soll. VDN geht davon aus, dass sich für Altanlagen (Wasserkraft) nichts ändern wird. VDN bezieht sich auf die Begründung zum Regierungsentwurf S.74, wo ausdrücklich für Altanlagen die bisherige Regelung festgeschrieben ist. Da das aber im Widerspruch steht zu den Formulierungen in § 21 EEG-Entwurf (Übergangsregelungen), wo der Bestandsschutz nur für die Vergütungssätze und Vergütungsdauer für Altanlagen erklärt wird, ist es zweifelhaft, ob allein die Begründung des EEG ausreicht, den Bestandsschutz festzuschreiben.

#### **Bewertung der Situation**

Die wesentlichen Auswirkungen der unterschiedlichen Leistungsdefinitionen sind:

- Anlagen mit Volllaststundenzahlen deutlich unter dem Maximum von 8760 h erhalten durch eine Bemessung nach installierter Maschinenleistung eine geringere Durchschnittsvergütung. Das gilt vor allem für einen Teil der Wasserkraftanlagen. Die Durchschnittsvergütung dieser Anlagen kann um etwa 0,5 ct/kWh sinken (Vgl. Rechenbeispiel Anlage 1). Selbst wenn sich das durch entsprechende Klarstellung im EEG-Entwurf nur auf neue Anlagen beziehen würde, wäre das eine Benachteiligung, für die es keine Begründung gibt. Für Bioenergieanlagen und geothermische Anlagen würde dagegen eine Umstellung der Definition auf mittlere Jahresleistung nur minimalen Einfluss auf die Durchschnittsvergütung haben, weil diese Anlagen hohe Volllaststundenzahlen erreichen. (Rechenbeispiele Anlage 2)
- Bei einem Großteil von Anlagen (Wasserkraft, Verstromung biogener Stoffe, Grubengas, Geothermie) ist die Energiezufuhr in Kombination mit natürlich vorhandenen Speichern oder eigens errichteten Speichern regelbar. Damit lässt sich der Anlagenbetrieb gegenüber einem einfachen Grundlastbetrieb durch Erzeugungsmanagement energiewirtschaftlich optimieren. So könnte durch Erzeugungsmanagement

in einigen Bereichen auf den sonst notwendigen Netzausbau verzichtet werden. Um eine gleiche Jahresenergiemenge zu liefern, ist bei einem geregelten Anlagenbetrieb eine höhere installierte Maschinenleistung erforderlich. Wird jedoch die Vergütung nach installierter Maschinenleistung gestuft, führt das bei Anlagen, die für Regelbetrieb ausgelegt werden, zu einer verminderten Durchschnittsvergütung. Statt einen Anreiz für das Erzeugungsmanagement zu schaffen, würde das EEG dies mit einem Malus behindern.

- Die bisherige Vergütungsstufung schafft bei Biogasanlagen den Anreiz, bei der Auslegung der Maschinenleistung die in der Stufung genannten Leistungsgrenzen möglichst nicht zu überschreiten. Mangelnde Leistungsreserven können aber bei sporadisch auftretenden Biogasüberschüssen dazu führen, dass das überschüssige Gas nicht verstromt sondern abgefackelt wird.
- Die mittlere Jahresleistung lässt sich unmittelbar aus der gemessenen Jahresarbeit ableiten. Außer dem ohnehin vorhandenen Arbeitsmengenähler sind keine weitere Messtechnik oder sonstiger Kontrollaufwand erforderlich.

### Schlussfolgerung

Im neuen EEG muss die vorteilhafte Stufung nach mittlerer Jahresleistung nicht nur für die bisherigen § 4 Anlagen beibehalten werden, diese Definition sollte vielmehr auch auf Bioenergie- und Geothermieanlagen ausgeweitet werden, wie es die Bioenergie-Fachverbände seit langem in ähnlicher Form fordern.

### Textvorschlag zum EEG-Entwurf

**In § 3 (5) des Entwurfs wird Satz 2 ersetzt durch: Die für die Feststellung der Vergütungshöhe maßgebende Leistung ergibt sich durch Division der im Kalenderjahr gelieferten Arbeit durch die Zeitstunden des Kalenderjahres. In Abzug gebracht werden die Stunden vor der Inbetriebnahme und nach der Stilllegung der Anlage.**

**Zur Klarstellung ist in § 11 (Solare Strahlungsenergie) ein Hinweis notwendig, dass hier die Leistungsstufung weiterhin nach installierter Leistung erfolgt.**

#### Anlage 1

Rechenbeispiel zu Auswirkungen der Leistungsdefinition entspr. EEG-Entwurf auf Wasserkraftanlagen

Wasserkraftanlage mit installierter Leistung von 1 MW, Jahresvolllaststunden 4380 h (50%):  
Vergütung nach bisherigem EEG: nur Stufe 500 kW 7,67 ct,  
nach EEG-Entwurf: halber Ertrag 7,67, halber Ertrag 6,65 ct, im Schnitt also 7,16 ct. Das heißt, die Durchschnittsvergütung sinkt um 0,51 ct/kWh. Jährliche Mindervergütung für das Beispiel in Summe: 22.338 Euro gegenüber geltendem EEG.

#### Anlage 2

Rechenbeispiele zur Frage, um wie viel sich durch eine Umstellung der Staffelung auf die durchschnittliche Jahresleistung die Vergütung für den Anlagenbestand im Bereich Biogas/Holz auswirkt.

Nach Angaben des Fachverbands Biogas haben Biogasanlagen etwa 7.500 Volllaststunden, für Holzkraftwerke werden über 8.000 Volllaststunden angegeben.



Diese Zahlen liegen der Rechnung als typische Zahlen zugrunde.  
Die Leistungsstufe bis 150 kW ist weggelassen, weil sie das Ergebnis kaum verändert.

1. Biogasanlage 584 kW (Fall mit größter Abweichung durch neue Leistungsdef.)
2. Biogasanlage 2 MW (Fall mit kleiner Abweichung durch neue Leistungsdef.)
3. Holzkraftwerk 5475 kW (Fall mit größter Abweichung, geringe Häufigkeit)
4. Holzkraftwerk 20 MW (typischer Fall)

Ergebnisse:

Höhere Vergütung pro kWh durch Umstellung der Leistungsdefinition auf: (Jahresarbeit/Jahresstunden)

- Fall 1: + 1,48 %
- Fall 2: + 0,46 %
- Fall 3: + 0,49 %
- Fall 4: + 0,17 %

Diese marginalen Veränderungen können nicht Anlass sein, die erheblichen Vorteile einer Staffelung nach mittlerer Leistung (Jahresarbeit/Jahresstunden) für die Bioenergie und Geothermie nicht anzuwenden.

## **1. Bundesverband Erneuerbare Energie**

Johannes Lackmann



# **Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.**

## **Anlage 2**

**26.2.04**

### ***B. EEG-Anlagenregister zur transparenten Mengenerfassung***

#### **Ausgangslage**

Mit wachsendem Ausbaustand der Erneuerbaren Energien und einem Umsatzvolumen von ca. 2 Mrd. Euro sind im Sinne eines wirksamen Verbraucherschutzes geeignete Vorkehrungen gegen Missbrauchsmöglichkeiten des EEG zu treffen.

Mangels entsprechender Transparenz ist derzeit keine verlässliche Angabe möglich, ob Auslegung und Anwendung des EEG immer mit den beabsichtigten Zielen des Gesetzgebers konform gehen. Einige kritikwürdige Sachverhalte sind in der Vergangenheit nur zufällig bekannt geworden. Dazu gehören:

1. Neben dem EEG als Instrument zur Markteinführung von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen gibt es in Deutschland einen (kleinen) Markt für „Grünen Strom“ und in einigen EU-Ländern einen Handel mit Zertifikaten für Grünen Strom. Obwohl diese Märkte noch relativ klein sind, mehren sich die Fälle, in denen versucht wird, die materiellen Vorteile beider Instrumente gleichzeitig für ein und denselben Strom aus Erzeugungsanlagen in Anspruch zu nehmen. Diese Art der Doppelvermarktung ermöglicht erhebliche Mitnahmeeffekte, täuscht die Stromverbraucher hinsichtlich der tatsächlich erzeugten EE-Strommengen und führt zu einem Strukturwandel der Branche dahingehend, dass auf Dauer nur die Doppelvermarkter (international tätige Zertifikatehändler, etc) wettbewerbsfähig sind.
2. Die EVU haben sich mit dem EEG-Kriterienkatalog des VDN eine spezielle Auslegung des EEG geschaffen, die einerseits die notwendige Übersetzung von Gesetzesformulierungen in ingenieurtechnische Verfahrensvorschriften vornimmt, andererseits aber auch für die EVU günstige Auslegungen vornimmt, die sich aus dem Gesetz nur mit sehr viel „Wohlwollen“ ableiten lassen. So sind nach geltendem EEG Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW von der Vergütung ausgeschlossen. Der Kriterienkatalog sieht unter gewissen Vorgaben auch die Einbeziehung dieser größerer Anlagen vor. Niemand vermag zu sagen, wie viele Anlagen auf diese Weise zu EEG-Anlagen deklariert wurden.
3. Niemand hat eine Übersicht, in wieweit EEG-Strom in den Zeiten, zu denen die Börsenstrompreise über den EEG-Vergütungen liegen, von Anlagenbetreibern und vor allem von EVU nicht in den normalen Wälzungsprozess gebracht wird, sondern an der Börse gehandelt wird. Die Börse bestätigt jedenfalls einen solchen EEG-Stromhandel. Das ist grundsätzlich nicht verwerflich, kann aber durch den sporadischen Entzug von EEG-Strom in der Wälzung die Wertigkeit des EEG-Stromes bezüglich des Zeitverlaufs der Leistung beeinträchtigen (Erhöhung der spezifischen Ausgleichskosten), weil Strom gerade dann entzogen wird, wenn der über den Marktpreis ermittelte Wert am höchsten ist.

4. Einige EVU haben eine eigenwillige Auslegung des Ausschließlichkeitsprinzips gefunden: konventionelle Kraftwerke wurden durch sporadischen Einsatz von Biomasse zeitweilig zu Biomassekraftwerken mit Anspruch auf EEG-Vergütung umfunktioniert.
5. Anlagen, die zu mehr als 25% einem Bundesland gehören, sind bislang offiziell von der Teilnahme am EEG ausgeschlossen. Tatsächlich sind Anlagen einiger Bundesländer in die EEG-Vergütung einbezogen worden, die von anderen Ländern nicht.
6. Nur zufällig wurde bekannt, dass eine unpräzise Formulierung in § 11 (Wälzungsprozess) den ÜNB die Abgabe etwas höherer EEG-Strommengen erlaubt, als sie selbst aufgenommen haben. Erst als ein EVU sich vom Wälzungsverfahren benachteiligt fühlte, fiel dies auf. VDN sagt, die Inkongruenz der Mengen sei intern beseitigt worden, überprüfbar ist das letztlich nicht.
7. Mehrere Neuregelungen im EEG-Entwurf machen eine verbesserte Transparenz noch dringlicher:
  - Die stärkere Differenzierung von Anlagentypen und Vergütungen verlangt eine Kontrolle bezüglich der korrekten Zuordnung jeder errichteten Anlage zur entsprechenden Vergütungsstufe. Das betrifft zum Beispiel die verschiedenen Vergütungsstufen von PV-Anlagen oder der Rohstoffeinsatz in Bioenergieanlagen.
  - Insbesondere bei der Durchleitung von Biogas durch Erdgasnetze ist eine transparente Zuordnung der Erzeugungsanlage zur zugehörigen Verbrauchsstelle notwendig, um einer missbräuchlichen Mehrfachvermarktung vorzubeugen.

Der EEG-Entwurf versucht, durch das Doppelvermarktungsverbot in § 18 und zum Teil durch die Veröffentlichungspflicht der EVU in § 15(2), durch die Auskunftspflicht gegenüber dem BMU in § 20(2) einem Missbrauch vorzubeugen.

Die Veröffentlichungspflicht der EVU bezieht sich aber nur auf aggregierte Daten, ein Rückschluss auf einzelne Anlagen ist dadurch nicht möglich. Die in § 20(2) vorgesehene Stichprobenprüfung durch das BMU würde für deren Wirksamkeit im Hinblick auf die eingangs geschilderten Fälle eine hohe personelle Ausstattung erfordern. Den NB weitere Kontroll- und Veröffentlichungspflichten aufzutragen, stößt in mehrfacher Hinsicht an Grenzen: Individuelle Anlagendaten Dritter können aus Datenschutzgründen nicht von den NB offen gelegt werden.

Als Anlagenbetreiber sind EVU selbst Partei im Prozess und können nicht als neutrale Kontrollinstanz gesehen werden.

Trotz räumlicher Nähe des NB ist eine Kontrolle von Anlagendaten durch den NB vor Ort gerade bei der Inbetriebnahme kleiner Anlagen (z.B. PV) relativ aufwendig.

## **Vorschläge des BEE**

### **Transparenz durch Veröffentlichungspflicht von Anlagendaten**

Der BEE schlägt vor, die notwendige Transparenz nicht durch weitere Pflichten der NB oder ÜNB zu schaffen, sondern durch eine Verpflichtung der Anlagenbetreiber, ihre Anlagen mit den wesentlichen Daten in ein öffentlich zugängliches Register (Zugang per Internet) einzutragen. Die Verpflichtung kann dadurch wirksam werden, dass der Vergütungsanspruch nach EEG daran geknüpft wird, dass der Betreiber seine Anlage in das Register einträgt und eine Erklärung abgibt, dass für den Strom aus dieser Anlage entweder ausschließlich eine Vergütung nach EEG in Anspruch genommen wird oder ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird. Kontrollfunktion erhält das Register dadurch, dass die Daten öffentlich überprüfbar werden. Dadurch dass EEG-Anlagen immer öffentlich wahrnehmbar sind, ist es relativ einfach, die Übereinstimmung der veröffentlichten Daten mit den realen Gegebenheiten zu prüfen. Das Entdeckungsrisiko für falsche Eintragungen ist damit sehr hoch, jedenfalls höher als bei einer Stichprobenprüfung einer personell unzureichend ausgestatteten Behörde. Neben der allgemeinen Öffentlichkeit können natürlich auch EVU, Behörden und Verbraucherverbände auf

das Register zugreifen.

## **Eintragung von Daten in das Anlagenregister**

Als Voraussetzung für einen Vergütungsanspruch nach EEG sollte der Anlagenbetreiber über Internet folgende Daten in das Register eintragen:

### **a) Standort der Anlage**

bei Anlagen auf bebauten Grundstücken:

PLZ, Ort, Straße, Hausnummer,

bei Anlagen im Außenbereich:

PLZ, Ort, Gemarkung, Flur, Flurstück(e)

Angabe des aufnehmenden Netzbetreibers

### **b) Art der Erzeugungsanlage**

Wasserkraft, Wind, Solar, Biomasse -fest, -flüssig, Biogas, Geothermie, Klärgas, Deponiegas, Grubengas und mit weiteren Unterscheidungsmerkmalen, soweit sie vergütungsrelevant sind wie etwa der Rohstoffeinsatz von Bioenergieanlagen

### **c) Installierte Nennleistung und Jahresertrag**

Mehrere Anlagen, die über einen Zähler erfasst werden und der gleichen Vergütungsstufe zugeordnet sind, können als eine Anlage zusammengefasst werden. Bei der Anmeldung soll der geschätzte Jahresertrag eingetragen werden, nach Ablauf von 3 Betriebsjahren soll der tatsächliche Gesamtertrag eingetragen werden.

### **d) Termine/Änderungen**

Zeitpunkt der Inbetriebnahme, Zeitpunkt der Außerbetriebnahme, Zeitpunkt von Änderungen der installierten Leistung.

### **e) Vermarktungsweg (EEG-Vergütung, Weitergabe von Herkunftsnachweisen, sonstige Vermarktung)**

Für Anlagen, für die der Netzbetreiber eine Vergütung nach § 3 EEG bezahlt, deren Strom er als Strom besonderer Herkunft (Grünstrom) vermarktet oder anderweitig verwendet wird, hat der Netzbetreiber diese Art der Vermarktung in das Register einzutragen.

### **f) Name und Anschrift des Betreibers**

## **Zugang zu Registerdaten/ Transparenz**

Die Daten a) – e) sollten über Internet permanent für jeden zugänglich sein. Die Angaben unter f) sollten intern bleiben und nur Behörden zugänglich sein, sofern diese Verstöße gegen das Verbot der Doppelvermarktung verfolgen.

Da die aufnehmenden Netzbetreiber bei der Wälzung nach EEG selbst nur für den Strom einen Vergütungsanspruch haben, der seinerseits mit einem Vergütungsanspruch nach § 5 EEG eingespeist worden ist, benötigen sie eine Kontrollmöglichkeit über den korrekten Eintrag der Anlagendaten. Dafür steht ihnen das Anlagenregister zur Verfügung.

Die Kontrolle durch die Marktteilnehmer erfordert neben Einrichtung und Unterhaltung des Anlagenregisters keinen besonderen Aufwand, insbesondere entstehen für öffentliche Haushalte keine Aufwendungen.

## **Einrichtung und Organisation des Anlagenregisters**

### **Trägerschaft**

Die Frage der Trägerschaft richtet sich zunächst an die Verbände, um keine weiteren öffentlichen Kosten entstehen zu lassen, wie es bei einer behördlichen Anbindung der Fall wäre. Derzeit verwalten die ÜNB zusammen mit dem VDN die Daten für den Wälzungsprozess. Die dominante Stellung der ÜNB im Strommarkt sollte aber nicht noch dadurch verstärkt werden, dass diese zusätzlich den Datenbestand der Einzelanlagen verwalten. Solange die ÜNB keine vom Stromhandel und von der Stromerzeugung eigentumsrechtlich entflochtenen Unternehmen sind, sind sie eher als Marktteilnehmer denn als neutrale Instanz anzusehen. Auf der anderen Seite ist der Erneuerbaren Energienbranche durchaus zuzumuten, selbst ein solches Anlagenregister zu führen. Die Trägerschaft sollte im EEG den Verbänden der Erneuerbaren Energien unter Beteiligung des VDN und der Verbraucherverbände übertragen werden.

### **Aufbau einer EEG-Anlagendatenbank**

Die nachfolgende Darstellung des technischen Aufbaus einer Datenbank entspricht einem Vorschlag (auszugsweise) von ISET. ISET verfügt über umfangreiche Erfahrungen mit großen Datenbeständen von EE-Anlagen:

Aus den Erfahrungen mit ähnlichen Anwendungen lassen sich die folgenden Anforderungen an die prinzipielle Systemkonfiguration ableiten:

Grundlage für die Speicherung, Verifizierung und Verarbeitung der zu erfassenden umfangreichen Daten bildet eine leistungsfähige, sichere und stabile Datenbank. Die Benutzerschnittstellen zur Dateneingabe sowie zum Abrufen von gespeicherten Informationen werden dabei als Internetseiten realisiert. Damit kann für die Auswertung und Darstellung der Daten sowie für die Dateneingabe auf die Erstellung oder Installation zusätzlicher Software-Tools verzichtet werden. Der Zugriff auf die Datenbestände erfolgt über einen leistungsfähigen Web-Server mit direkter Verbindung zur Datenbank. Die Internetseiten zur Datenein- und -ausgabe werden dynamisch aus den in der Datenbank gespeicherten Informationen erzeugt. Die Daten können z.B. in Form von Tabellen, Grafiken, Karten etc. anschaulich präsentiert werden.

Neben den Stammdaten eines jeden Betreibers, wie z.B. Name, Anschrift, Emailadresse etc. wäre für die eindeutige Identifizierung noch die Eingabe der Basisdaten der Anlage, wie z.B. die GPS- Navigationsdaten (soweit vorliegend), die Postleitzahl, der Ortsname, der Anlagentyp sowie die Nennleistung und nominelle Jahresenergieerzeugung notwendig.

Die Dateneingabe bzw. die Sichtbarmachung des Eingabeformulars wird durch eine individuelle Nutzeridentifizierung des Betreibers mit Passwort gesichert. Ebenfalls kann die Sichtbarmachung von einzelnen Internetseiten mit speziellen Auswertungen über eine Nutzeridentifizierung mit Passwort auf bestimmte Nutzerkreise beschränkt. Die Übertragung der Daten über das Internet wird gegen fremden Zugriff durch die Verwendung von SSL Routinen (Secure Socket Layer) gesichert.

Die Finanzierung von Aufbau und Betrieb der EEG-Datenbank kann über zu entrichtende Gebühren der Betreiber von EEG-Anlagen erfolgen. Für Betrieb und Support der Datenbank dürfte maximal eine Stelle notwendig sein. Hinzu käme der Aufbau der DB in der Größenordnung von 6 bis 8 Personenmonaten und (eventuell) die Rechner und Datenbank Softwarelizenzen.

## Herkunftsnachweise

Ein öffentliches Anlagenregister könnte als eine wesentliche Sachgrundlage für Herkunftsnachweise dienen, deren Einführung die EU-Einspeiserichtlinie bis Oktober 2003 von allen Mitgliedsstaaten verlangt. Wenn öffentlich überprüfbar ist, aus welchen Anlagen der Strom kommt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt werden, verbessert das den Schutz vor missbräuchlicher Verwendung von Nachweisen. Die von der Koalition grundsätzlich beabsichtigte Befreiung von EE-Strom von der Stromsteuer setzt ebenfalls eine hohe Transparenz bezüglich der gehandelten Strommengen voraus.

## Einbindung ins EEG

Ergänzung unter § 5(1): **Die Vergütungspflicht nach Satz 1 besteht nur für Strom aus Anlagen, deren Daten in ein öffentliches Anlagenregister nach Maßgabe der Anlage zu diesem Gesetz eingetragen sind.**

In die Übergangsbestimmungen § 21 sollte für die Erfassung von Altanlagen folgendes aufgenommen werden: **Die Pflicht zur Eintragung in das Anlagenregister besteht nicht für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 50 kW, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, für andere Anlagen besteht eine Frist bis zum 31.12. 2005.**

Erläuterung: Da für kleine Altanlagen (vorrangig PV) keine Überprüfung der Anlagendaten wie bei der Inbetriebnahme neuer Anlagen mehr notwendig ist, ist die nachträgliche Eintragung dieser Anlagen entbehrlich. In der Anlage zum EEG sollte entsprechend vorstehender Beschreibung aufgeführt sein, welche Daten einzutragen sind, wie der Zugang zum Anlagenregister geregelt ist und die Trägerschaft.

# Produktionskosten der Windenergie in Abhängigkeit von der Standortqualität

Anlage 3

